

EDISON ANTONIO CARDOSO ARANHA NETO

**ALOCÇÃO DE CHAVES AUTOMATIZADAS EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO
MÚLTIPLOS CRITÉRIOS**

**FLORIANÓPOLIS
2006**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ALOCÇÃO DE CHAVES AUTOMATIZADAS EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO
MÚLTIPLOS CRITÉRIOS**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

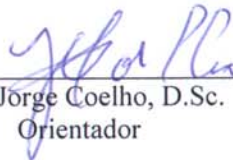
EDISON ANTONIO CARDOSO ARANHA NETO

Florianópolis, Maio de 2006.

ALOCÇÃO DE CHAVES AUTOMATIZADAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO MÚLTIPLOS CRITÉRIOS

Edison Antonio Cardoso Aranha Neto

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’



Prof. Jorge Coelho, D.Sc.
Orientador



Prof. Nelson Sadowski, D.Eng.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

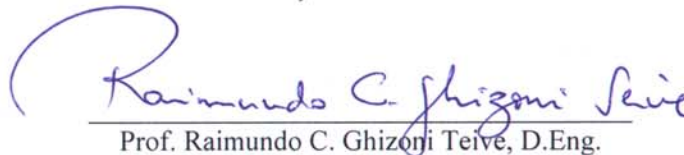
Banca Examinadora:



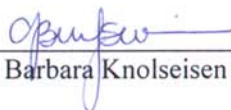
Prof. Jorge Coelho, D.Sc.
Presidente



Prof. C. Celso de Brasil Camargo, D.Eng.



Prof. Raimundo C. Ghizoni Teive, D.Eng.



Prof.^a Ana Barbara Knolseisen Sambaqui, D.Eng.

*Aos meus pais,
pelo apoio absoluto.*

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, *Professor Jorge Coelho*, pela confiança e apoio no decorrer deste trabalho.

Aos professores do mestrado, em especial para os professores do LabPlan, *Celso de Brasil Camargo, Edson Luiz da Silva, Ildemar Cassana Decker e Raimundo C. Ghizoni Teive*.

A todos os colegas do mestrado e principalmente do laboratório, pelos momentos de alegria e descontração compartilhados. Em especial para os grandes amigos *Eduardo Gaulke, Fabrício Takigawa, Leandro Aguiar e Otávio Vaz*.

Ao amigo *Mauricio Sperandio* pela assistência na elaboração desta dissertação.

Aos meus grandes amigos feitos no período da graduação, *Daniel Biu, Juliano Filardo, Leandro Peixoto e Mauricio Figueiredo*.

Aos amigos *Augusto Spagnuolo, Élton Almeida e Marcelo Ribeiro* que apesar da distância sempre estarão comigo.

Aos meus pais, *Tabajara e Edisina*, meu irmão *Rodrigo* e minha irmã *Renata*, pelo apoio, motivação e compreensão das minhas escolhas.

Aos meus avós, *Edison e Baby*, pelo amor e carinho.

À minha namorada, *Cristina Foroni Consani*, pelo carinho e força principalmente na etapa final deste trabalho.

Por fim, à CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Nível Superior pela bolsa concedida para a realização deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

ALOCAÇÃO DE CHAVES AUTOMATIZADAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO MÚLTIPLOS CRITÉRIOS

Edison Antonio Cardoso Aranha Neto

Maio/2006

Orientador: Jorge Coelho, D.Sc.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Palavras-chave: automação, índices de confiabilidade, otimização multicritério, planejamento, reconfiguração, redes de distribuição.

Número de Páginas: 110 (Cento e Dez).

O presente trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de uma metodologia para a alocação de chaves automatizadas em redes de distribuição, utilizando ferramentas de otimização multicritério para atender a diferentes políticas de desempenho. Devido à complexidade do problema, a metodologia foi dividida em três partes, denominadas de módulos. O primeiro módulo a ser executado é o Módulo de Reconfiguração, cuja função principal é estabelecer os pontos candidatos à alocação de uma chave automatizada. A seguir, o Módulo de Confiabilidade calcula para estes pontos o impacto nos índices de confiabilidade causados pela alocação de uma chave. O terceiro e último módulo, o Módulo Multicritério, é responsável pelo cálculo da ordem de mérito (hierarquização) das posições candidatas a receberem uma chave, de acordo com as preferências do decisor. A metodologia para alocação de chaves automatizadas foi aplicada em um sistema teste composto por três alimentadores obtidos na literatura internacional e em um sistema composto por dois alimentadores baseados em dados de consumidores e cargas reais e também nas configurações e registros de falhas, manobras e manutenção de uma concessionária brasileira. Os resultados obtidos demonstram a viabilidade da metodologia desenvolvida e mostram os ganhos introduzidos ao sistema com a alocação de chaves automatizadas.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

AUTOMATIC SWITCHES ALLOCATION IN DISTRIBUTION NETWORKS CONSIDERING MULTIPLE CRITERIA

Edison Antonio Cardoso Aranha Neto

May/2006

Advisor: Jorge Coelho, D.Sc.

Area of Concentration: Power System.

Keywords: automation, reliability indexes, multicriteria optimization, planning, reconfiguration, distribution systems.

Number of Pages: 110 (One Hundred and Ten).

The objective of this work is to present the development of a methodology for the allocation of automatic switches in distribution networks, using a multicriteria optimization to consider the different policies/strategies of performance. Due to the complexity of the problem, the methodology has been devised into three parts, denominated modules. The first module to be executed is the Reconfiguration Module, whose main function is to establish the candidate points to the allocation of an automatic switch. Next, the Reliability Module calculates for these points, the reliability indexes impact caused by the allocation of a switch. The third and last module, the Multicriteria Module, is responsible for the calculus of the merit order of the candidate positions to receive a switch, according to the decisor preferences. The methodology for the allocation of automatic switches has been applied to a test system, composed by three feeders obtained from the international literature and in a system, composed by two feeders based in real consumers and load data, and also the configurations and failure registers of a Brazilian utility. The results obtained demonstrate the viability of the developed methodology and show the gains introduced to the system by the allocation of automatic switches.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	X
LISTA DE TABELAS.....	XII
LISTA DE SIGLAS.....	XIV
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1. JUSTIFICATIVA.....	1
1.2. OBJETIVOS.....	2
1.2.1. <i>Objetivo Geral</i>	2
1.2.2. <i>Objetivos Específicos</i>	3
1.3. METODOLOGIA CIENTÍFICA	3
1.4. RELEVÂNCIA DO TRABALHO	3
1.5. ESTRUTURA DO TRABALHO	4
CAPÍTULO 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	5
2.2. INDICADORES DE CONTINUIDADE	6
2.2.1. <i>Indicadores de Continuidade de Conjunto ou Globais</i>	7
2.2.2. <i>Indicadores de Continuidade Individuais</i>	9
2.3. RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO	10
2.3.1. <i>Fluxo de Potência para Redes Radiais de Distribuição</i>	11
2.4. AUTOMAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	12
2.5. ALOCAÇÃO DE CHAVES AUTOMÁTICAS.....	13
2.6. METODOLOGIA MULTICRITÉRIO	14
2.7. CONCLUSÃO	15
CAPÍTULO 3 METODOLOGIA DESENVOLVIDA	16
3.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	16
3.2. METODOLOGIA DESENVOLVIDA	16
3.3. MÓDULO DE RECONFIGURAÇÃO	18
3.4. MÓDULO DE CONFIABILIDADE	20
3.4.1. <i>Exemplo Ilustrativo</i>	20
3.4.2. <i>Influência da Taxa de Falha nos Resultados</i>	23
3.5. MÓDULO MULTICRITÉRIO	24
3.5.1. <i>Pontos de Vista Fundamentais</i>	24
3.5.2. <i>Descritores</i>	26
3.5.3. <i>Função de Valor</i>	27
3.5.4. <i>Taxas de Substituição</i>	29
3.5.5. <i>Avaliação Global das Alternativas</i>	31
3.6. CONCLUSÃO	32

CAPÍTULO 4 SISTEMA TESTE	33
4.1. INTRODUÇÃO	33
4.2. SISTEMA TESTE	33
4.2.1. <i>Perfil de Tensão do Sistema Teste</i>	35
4.3. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA	36
4.4. META DO CONJUNTO	37
4.5. ALOCAÇÃO I.....	38
4.5.1. <i>Módulo de Reconfiguração</i>	39
4.5.2. <i>Módulo de Confiabilidade</i>	39
4.5.3. <i>Módulo Multicritério</i>	40
4.6. ALOCAÇÃO II	45
4.6.1. <i>Módulo de Reconfiguração</i>	46
4.6.2. <i>Módulo de Confiabilidade</i>	47
4.6.3. <i>Módulo Multicritério</i>	47
4.7. ALOCAÇÃO III	51
4.7.1. <i>Módulo de Reconfiguração</i>	52
4.7.2. <i>Módulo de Confiabilidade</i>	53
4.7.3. <i>Módulo Multicritério</i>	53
4.8. ANÁLISE DO CONJUNTO.....	57
4.9. CONCLUSÃO	58
CAPÍTULO 5 ESTUDO DE CASO	59
5.1. INTRODUÇÃO	59
5.2. SISTEMA EM ANÁLISE.....	59
5.2.1. <i>Perfil de Tensão do Sistema</i>	60
5.3. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA	61
5.3.1. <i>Metas dos Alimentadores</i>	61
5.3.2. <i>Módulo de Reconfiguração</i>	62
5.3.3. <i>Módulo de Confiabilidade</i>	63
5.3.4. <i>Módulo Multicritério</i>	63
5.3.5. <i>Análise do Conjunto</i>	69
5.4. CONCLUSÃO	70
CAPÍTULO 6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....	71
6.1. INTRODUÇÃO	71
6.2. CONCLUSÕES	71
6.3. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	73
APÊNDICE A FUNÇÕES DE VALOR: SISTEMA TESTE	75
A.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	75
A.2. ALOCAÇÃO I.....	75
A.3. ALOCAÇÃO II	79
A.4. ALOCAÇÃO III	83
APÊNDICE B FUNÇÕES DE VALOR: ESTUDO DE CASO	88
B.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	88
B.2. ALIMENTADOR 1 (AL1).....	88
B.3. ALIMENTADOR 2 (AL2).....	92

ANEXO A DADOS DE REDE: SISTEMA BILLINTON & ALLAN.....	97
A.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	97
A.2. DADOS DE REDE DO SISTEMA BILLINTON E ALLAN.....	98
ANEXO B DADOS DE REDE: SISTEMA TESTE	99
B.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	99
B.2. DADOS DE REDE DO SISTEMA DAS ET AL. (1995) – AL1	100
B.3. DADOS DE REDE DO SISTEMA BARAN E WU (1989) – AL2.....	101
B.4. DADOS DE REDE DO SISTEMA BARAN E WU (1989) MODIFICADO – AL3	102
ANEXO C DADOS DE REDE: ESTUDO DE CASO.....	103
C.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	103
C.2. DADOS DE REDE DO ALIMENTADOR 1 (AL1)	104
C.3. DADOS DE REDE DO ALIMENTADOR 2 (AL2)	105
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	106

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 – Índices DEC e FEC da Concessionária CELESC em 2005 (ANEEL, 2006).....</i>	<i>8</i>
<i>Figura 2 – Visão Sistêmica da Metodologia para Alocação de Chaves Automatizadas</i>	<i>17</i>
<i>Figura 3 – Fluxograma do Algoritmo do Módulo de Reconfiguração</i>	<i>19</i>
<i>Figura 4 – Sistema Billinton e Allan (1988)</i>	<i>20</i>
<i>Figura 5 – Fluxograma de Funcionamento do Módulo de Confiabilidade</i>	<i>22</i>
<i>Figura 6 – Estrutura de um Modelo Multicritério (ENSSLIN et al., 2001)</i>	<i>25</i>
<i>Figura 7 – Árvore de Pontos de Vista</i>	<i>26</i>
<i>Figura 8 – Exemplo de Gráfico de Perfil de Impacto</i>	<i>29</i>
<i>Figura 9 – Ponto de Vista Elementar “Indicadores de Continuidade”</i>	<i>30</i>
<i>Figura 10 – Alimentador 1 (AL1) - 14 barras (DAS et al., 1995).....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 11 – Alimentador 2 (AL2) - 32 barras (BARAN e WU, 1989).....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 12 – Alimentador 3 (AL3) - 17 barras.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 13 – Sistema Teste com suas Interconexões</i>	<i>35</i>
<i>Figura 14 – Sistema Teste com suas Respectivas Tensões em p.u.</i>	<i>36</i>
<i>Figura 15 – Interconexão entre o AL1 e o AL2.....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 16 – Função de Valor FEC para a Alocação I</i>	<i>41</i>
<i>Figura 17 – Gráfico do Perfil de Impacto para a Alocação I.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 18 – Gráfico do Valor Global das Alternativas para a Alocação I-A</i>	<i>43</i>
<i>Figura 19 – Gráfico do Valor Global das Alternativas para a Alocação I-B</i>	<i>45</i>
<i>Figura 20 – Interconexão entre o AL3 e o AL2.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 21 – Função de Valor ENS para a Alocação II</i>	<i>48</i>
<i>Figura 22 – Gráfico do Perfil de Impacto para a Alocação II</i>	<i>48</i>
<i>Figura 23 – Gráfico do Valor Global das Alternativas para a Alocação II-C.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 24 – Gráfico do Valor Global das Alternativas para a Alocação II-D.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 25 – Interconexão entre o AL1 e o AL3.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 26 – Função de Valor CTC para a Alocação III.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 27 – Gráfico do Perfil de Impacto para a Alocação III.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 28 – Gráfico do Valor Global das Alternativas para a Alocação III-E.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 29 – Gráfico do Valor Global das Alternativas para a Alocação III-F.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 30 – Topologia do Sistema em Análise</i>	<i>60</i>
<i>Figura 31 – Sistema em Análise com suas Respectivas Tensões em p.u.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 32 – Função de Valor FEC para o Alimentador 1 (AL1)</i>	<i>64</i>
<i>Figura 33 – Função de Valor DEC para o Alimentador 2 (AL2)</i>	<i>65</i>
<i>Figura 34 – Gráfico de Perfil de Impacto – AL1</i>	<i>65</i>
<i>Figura 35 – Gráfico de Perfil de Impacto – AL2</i>	<i>66</i>
<i>Figura 36 – Gráfico do Valor Global das Alternativas para o Caso A.....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 37 – Gráfico do Valor Global das Alternativas para o Caso B.....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 38 – Função de Valor FEC para a Alocação I</i>	<i>76</i>
<i>Figura 39 – Função de Valor DEC para a Alocação I.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 40 – Função de Valor ENS para a Alocação I.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 41 – Função de Valor CTC para a Alocação I</i>	<i>79</i>
<i>Figura 42 – Função de Valor FEC para a Alocação II</i>	<i>80</i>

<i>Figura 43 – Função de Valor DEC para a Alocação II.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 44 – Função de Valor ENS para a Alocação II</i>	<i>82</i>
<i>Figura 45 – Função de Valor CTC para a Alocação II.....</i>	<i>83</i>
<i>Figura 46 – Função de Valor FEC para a Alocação III.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 47 – Função de Valor DEC para a Alocação III</i>	<i>85</i>
<i>Figura 48 – Função de Valor ENS para a Alocação III.....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 49 – Função de Valor CTC para a Alocação III.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 50 – Função de Valor FEC para o Alimentador 1 (AL1)</i>	<i>89</i>
<i>Figura 51 – Função de Valor DEC para o Alimentador 1 (AL1).....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 52 – Função de Valor ENS para o Alimentador 1 (AL1).....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 53 – Função de Valor CTC para o Alimentador 1 (AL1)</i>	<i>92</i>
<i>Figura 54 – Função de Valor FEC para o Alimentador 2 (AL2)</i>	<i>93</i>
<i>Figura 55 – Função de Valor DEC para o Alimentador 2 (AL2).....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 56 – Função de Valor ENS para o Alimentador 2 (AL2).....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 57 – Função de Valor CTC para o Alimentador 2 (AL2)</i>	<i>96</i>

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1 – Índices para o Sistema Billinton e Allan</i>	21
<i>Tabela 2 – Meta do Conjunto (Sistema Teste)</i>	37
<i>Tabela 3 – Valores Atuais dos Alimentadores (Sistema Teste)</i>	37
<i>Tabela 4 – Contribuição de cada Alimentador no Conjunto (Sistema Teste)</i>	37
<i>Tabela 5 – Metas Individuais para cada Alimentador (Sistema Teste)</i>	38
<i>Tabela 6 – Posições Candidatas e CTC para Alocação I</i>	39
<i>Tabela 7 – Índices de Confiabilidade e Transferência de Carga para a Alocação I</i>	40
<i>Tabela 8 – Análise Monocritério para a Alocação I</i>	40
<i>Tabela 9 – Valores Atuais e Melhores Obtidos para a Alocação I</i>	41
<i>Tabela 10 – Níveis de Impacto FEC para a Alocação I</i>	41
<i>Tabela 11 – Notas Dadas para os Pontos de Vista para a Alocação I-A</i>	43
<i>Tabela 12 – Valor Global das Alternativas para a Alocação I-A</i>	43
<i>Tabela 13 – Melhoria do Alimentador para a Alocação I-A</i>	44
<i>Tabela 14 – Notas Dadas para os Pontos de Vista para a Alocação I-B</i>	44
<i>Tabela 15 – Valor Global das Alternativas para a Alocação I-B</i>	44
<i>Tabela 16 – Melhoria do Alimentador para a Alocação I-B</i>	45
<i>Tabela 17 – Posições Candidatas e CTC para Alocação II</i>	46
<i>Tabela 18 – Índices de Confiabilidade e Transferência de Carga para a Alocação II</i>	47
<i>Tabela 19 – Análise Monocritério para a Alocação II</i>	47
<i>Tabela 20 – Níveis de Impacto ENS para a Alocação II</i>	48
<i>Tabela 21 – Notas Dadas para os Pontos de Vista para a Alocação II-C</i>	49
<i>Tabela 22 – Valor Global das Alternativas para a Alocação II-C</i>	49
<i>Tabela 23 – Melhoria do Alimentador para a Alocação II-C</i>	50
<i>Tabela 24 – Notas Dadas para os Pontos de Vista para a Alocação II-D</i>	50
<i>Tabela 25 – Valor Global das Alternativas para a Alocação II-D</i>	50
<i>Tabela 26 – Melhoria do Alimentador para a Alocação II-D</i>	51
<i>Tabela 27 – Posições Candidatas e CTC para Alocação III</i>	52
<i>Tabela 28 – Índices de Confiabilidade e Transferência de Carga para a Alocação III</i>	53
<i>Tabela 29 – Análise Monocritério para a Alocação III</i>	53
<i>Tabela 30 – Níveis de Impacto CTC para a Alocação III</i>	53
<i>Tabela 31 – Notas Dadas para os Pontos de Vista para a Alocação III-E</i>	55
<i>Tabela 32 – Valor Global das Alternativas para a Alocação III-E</i>	55
<i>Tabela 33 – Melhoria do Alimentador para a Alocação III-E</i>	56
<i>Tabela 34 – Notas Dadas para os Pontos de Vista para a Alocação III-F</i>	56
<i>Tabela 35 – Valor Global das Alternativas para a Alocação III-F</i>	56
<i>Tabela 36 – Melhoria do Alimentador para a Alocação III-F</i>	57
<i>Tabela 37 – Índices após a Alocação das Chaves Automatizadas</i>	58
<i>Tabela 38 – Comparação entre os Índices Antes e Depois das Alocações</i>	58
<i>Tabela 39 – Meta do Conjunto (Estudo de Caso)</i>	61
<i>Tabela 40 – Valores Atuais dos Alimentadores (Estudo de Caso)</i>	61
<i>Tabela 41 – Influência de cada Alimentador no Conjunto (Estudo de Caso)</i>	61
<i>Tabela 42 – Metas Individuais para cada Alimentador (Estudo de Caso)</i>	62

<i>Tabela 43 – Módulo de Reconfiguração – AL1</i>	62
<i>Tabela 44 – Módulo de Reconfiguração – AL2</i>	62
<i>Tabela 45 – Módulo de Confiabilidade – AL1</i>	63
<i>Tabela 46 – Módulo de Confiabilidade – AL2</i>	63
<i>Tabela 47 – Análise Monocritério – AL1</i>	63
<i>Tabela 48 – Análise Monocritério – AL2</i>	63
<i>Tabela 49 – Níveis de Impacto FEC para o Alimentador 1 (AL1)</i>	64
<i>Tabela 50 – Níveis de Impacto DEC para o Alimentador 2 (AL2)</i>	65
<i>Tabela 51 – Melhoria do AL1</i>	66
<i>Tabela 52 – Notas Atribuídas para os Pontos de Vista para o Caso A</i>	67
<i>Tabela 53 – Valor Global das Alternativas para o Caso A</i>	67
<i>Tabela 54 – Melhoria do Alimentador para o Caso A</i>	68
<i>Tabela 55 – Notas Atribuídas para os Pontos de Vista para o Caso B</i>	68
<i>Tabela 56 – Valor Global das Alternativas para o Caso B</i>	68
<i>Tabela 57 – Melhoria do Alimentador para o Caso B</i>	69
<i>Tabela 58 – Índices após a Alocação das Chaves Automatizadas</i>	70
<i>Tabela 59 – Comparação entre os Índices Antes e Depois das Alocações</i>	70
<i>Tabela 60 – Níveis de Impacto FEC para a Alocação I</i>	76
<i>Tabela 61 – Níveis de Impacto DEC para a Alocação I</i>	77
<i>Tabela 62 – Níveis de Impacto ENS para a Alocação I</i>	78
<i>Tabela 63 – Níveis de Impacto CTC para a Alocação I</i>	79
<i>Tabela 64 – Níveis de Impacto FEC para a Alocação II</i>	80
<i>Tabela 65 – Níveis de Impacto DEC para a Alocação II</i>	81
<i>Tabela 66 – Níveis de Impacto ENS para a Alocação II</i>	82
<i>Tabela 67 – Níveis de Impacto CTC para a Alocação II</i>	83
<i>Tabela 68 – Níveis de Impacto FEC para a Alocação III</i>	84
<i>Tabela 69 – Níveis de Impacto DEC para a Alocação III</i>	85
<i>Tabela 70 – Níveis de Impacto ENS para a Alocação III</i>	86
<i>Tabela 71 – Níveis de Impacto CTC para a Alocação III</i>	87
<i>Tabela 72 – Níveis de Impacto FEC para o Alimentador 1 (AL1)</i>	89
<i>Tabela 73 – Níveis de Impacto DEC para o Alimentador 1 (AL1)</i>	90
<i>Tabela 74 – Níveis de Impacto ENS para o Alimentador 1 (AL1)</i>	91
<i>Tabela 75 – Níveis de Impacto CTC para o Alimentador 1 (AL1)</i>	92
<i>Tabela 76 – Níveis de Impacto FEC para o Alimentador 2 (AL2)</i>	93
<i>Tabela 77 – Níveis de Impacto DEC para o Alimentador 2 (AL2)</i>	94
<i>Tabela 78 – Níveis de Impacto ENS para o Alimentador 2 (AL2)</i>	95
<i>Tabela 79 – Níveis de Impacto CTC para o Alimentador 2 (AL2)</i>	96

LISTA DE SIGLAS

AL	Alimentador
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CTC	Capacidade de Transferência de Carga
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora
ENS	Energia Não Suprida
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora
NA	Normalmente Aberta – Chave de Interconexão
NF	Normalmente Fechada – Chave Seccionadora
PVE	Ponto de Vista Elementar
PVF	Ponto de Vista Fundamental
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SE	Subestação
TMA	Tempo Médio de Atendimento

Capítulo 1

Introdução

1.1. Justificativa

Existem três grandes componentes na infra-estrutura da energia elétrica – Sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição, sendo o último o que menos recebe atenção e investimentos por parte do setor elétrico (SHORT, 2004). Os sistemas de distribuição são responsáveis por receber a energia gerada nas usinas por meio de circuitos de transmissão de alta tensão e entregá-la aos consumidores finais, que podem ser basicamente residenciais, comerciais ou industriais.

Os sistemas de distribuição são de grande importância para a sociedade moderna, e um sistema confiável pode assegurar um fornecimento contínuo de energia elétrica para seus consumidores. Análises estatísticas das falhas mostram que o sistema de distribuição tem grande contribuição para a interrupção do fornecimento da energia. A estatística enfatiza a necessidade de uma boa metodologia de planejamento para assegurar que os recursos financeiros sejam utilizados para alcançar o maior ganho de confiabilidade e melhora dos sistemas de distribuição (BROWN, 2002).

Para as concessionárias, devido ao modelo de gestão onde se enfatiza a produtividade e o lucro, importa principalmente, melhorar o desempenho do sistema elétrico, reduzindo-se assim custos. Neste sentido, a automação de chaves de manobra visa obter melhores índices de qualidade, maior confiabilidade, níveis elevados de continuidade, redução das perdas nos alimentadores através da redistribuição de cargas,

redução da necessidade de intervenção humana e diversos outros benefícios. Entretanto, os custos associados ainda são muito elevados, sejam no Brasil ou no mundo (SPERANDIO *et al.*, 2005), fazendo-se necessário um estudo estratégico dessa automação.

A análise multicritério se torna necessária nos dias atuais devido aos diversos parâmetros que devem ser levados em consideração neste estudo, como a máxima redução dos índices de continuidade e mínimo corte de carga, por exemplo. Além disso, devido ao grande número de pontos onde as chaves podem ser alocadas ao longo de um alimentador, é imprescindível a utilização de um método de exploração combinatória ou de técnicas de inteligência artificial.

O procedimento de realizar a reconfiguração de redes de distribuição através da identificação dos pontos de alocação das chaves que maximizam a transferência de carga de um alimentador para outro, visa a melhoria do perfil de tensão dos consumidores e carregamento das linhas. Além destes pontos relacionados com a melhoria do desempenho elétrico da rede, há o aspecto de confiabilidade. Deste modo, a reconfiguração é fundamental em caso de uma falta, fazendo com que por meio de manobras entre alimentadores, parte do alimentador sob falta possa ser atendida pelo outro alimentador, minimizando o impacto da falta sobre os consumidores, reduzindo os índices de continuidade e evitando assim ultrapassar as metas estipuladas pela agência reguladora.

Deste modo, esta dissertação, visando a alocação ótima de chaves automatizadas, deverá abordar tanto aspectos referentes ao desempenho elétrico (conformidade de tensão), quanto à continuidade do fornecimento de energia elétrica.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo geral o desenvolvimento de uma metodologia de apoio à decisão utilizando múltiplos critérios visando a alocação de chaves automatizadas a serem instaladas em redes de distribuição, com o propósito de otimizar investimentos de implantação, minimizando o número de equipamentos a serem instalados e maximizando o aumento da qualidade e confiabilidade dos sistemas.

1.2.2. Objetivos Específicos

Este trabalho tem como objetivos específicos:

- Revisão do estado da arte sobre Indicadores de Continuidade, Reconfiguração de Redes de Distribuição, Automação de Sistemas de Distribuição, Alocação de Chaves Automatizadas e Metodologia Multicritério;
- Utilização da reconfiguração de sistemas de distribuição para definição das posições candidatas à alocação de uma chave automatizada;
- Verificação do impacto dos índices de confiabilidade na alocação de chaves automatizadas (relação da proteção com a confiabilidade);
- Utilização de uma metodologia multicritério na modelagem do problema;
- Desenvolvimento de um protótipo de programa computacional de apoio à decisão.

1.3. Metodologia Científica

A metodologia científica consistiu na pesquisa bibliográfica de livros e artigos técnicos relacionados a este tipo de análise.

Em seguida, devido ao grande número de restrições e critérios relacionados à tomada de decisão na alocação de chaves automatizadas, foram verificadas quais as variáveis mais relevantes para a tomada de decisão, de modo a definir a alternativa relacionada à escolha dos pontos onde serão alocadas as chaves.

Por fim, sistematizou-se a análise proposta em um protótipo de programa computacional de apoio à decisão.

1.4. Relevância do Trabalho

Em um ambiente de crescentes exigências sobre a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, as concessionárias são levadas a investir em novas tecnologias e formas de operar suas redes de distribuição. Neste contexto, a alocação de

chaves automatizadas é um forte atrativo. Porém, a decisão sobre a aquisição e o planejamento para a alocação desses equipamentos exige a consideração de múltiplos critérios, como a influência da posição da chave nos indicadores de confiabilidade e qualidade de energia. Deve-se ainda avaliar se possíveis manobras não irão violar restrições de carregamento e tensão dos alimentadores.

Um dos aspectos inovadores da metodologia proposta é a utilização da reconfiguração de sistemas como critério inicial na alocação de chaves automatizadas, estabelecendo as posições candidatas a receberem a chave. A reconfiguração de sistemas de distribuição é normalmente utilizada para minimização de perdas e balanceamento de cargas.

1.5. Estrutura do Trabalho

A presente dissertação está dividida em seis capítulos, mantendo uma sequência lógica e coerente, conforme descrito abaixo:

No Capítulo 1 são apresentados os objetivos gerais e específicos do trabalho e a motivação que levou à realização do mesmo, além de ressaltar sua devida relevância.

O Capítulo 2 faz uma revisão do estado da arte da literatura existente sobre Indicadores de Continuidade, Reconfiguração de Redes de Distribuição, Automação de Sistemas de Distribuição, Alocação de Chaves Automatizadas e sobre Metodologia Multicritério. Esta revisão bibliográfica é a base da fundamentação teórica para a metodologia desenvolvida.

No Capítulo 3 é detalhada a metodologia desenvolvida que, devido à sua complexidade, foi dividida em três partes: Módulo de Reconfiguração, Módulo de Confiabilidade e Módulo Multicritério.

O Capítulo 4 apresenta o sistema teste que será utilizado para teste e validação da metodologia desenvolvida com seus respectivos resultados.

No Capítulo 5 é realizado um estudo de caso, baseado em alimentadores reais. Seus resultados são detalhados e apresentados em formas de gráficos e tabelas.

Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas e discutidas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

2.1. Considerações Gerais

De acordo com CanalEnergia (2005), 79% da energia comercializada corresponde aos consumidores cativos, ou seja, aos consumidores que ficam sujeitos ao monopólio das concessionárias. Por esse motivo se faz necessária a regulação por parte do governo, feita através do órgão regulador – ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

A qualidade de energia elétrica no Brasil é regulamentada pela resolução 024 de 2000 da ANEEL e complementada e/ou alterada pelas resoluções da ANEEL 075 de 2003 e 177 de 2005 (ANEEL, 2000; ANEEL, 2003b; ANEEL, 2005).

Assim, neste capítulo será efetuada uma revisão dos principais assuntos relacionados a indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica, reconfiguração de redes de distribuição, automação de sistemas de distribuição, alocação de chaves e metodologia multicritério, os quais contribuem para a modelagem da alocação de chaves automatizadas em redes de distribuição.

2.2. Indicadores de Continuidade

Os indicadores de continuidade são de extrema importância para monitorar a qualidade do fornecimento da energia elétrica para os consumidores. Por meio destes índices de continuidade/confiabilidade consegue-se estabelecer metas para as concessionárias e estipular penalidades se tais metas não forem cumpridas, sendo o consumidor o mais beneficiado por estas medidas.

Os índices básicos geralmente usados para predição da confiabilidade de um sistema de distribuição são: taxa de falha no ponto de carga, duração média da falta e indisponibilidade anual (BILLINTON e ALLAN, 1988). Estes índices básicos estão apoiados em conceitos clássicos e são de fundamental importância. No entanto, estes índices não fornecem uma completa representação do comportamento e resposta do sistema. Índices adicionais que levam em consideração esses três índices básicos, além do número de consumidores e a carga conectada no ponto de carga, devem ser calculados.

Tais indicadores ou índices de continuidade podem ser divididos em dois grupos: os indicadores equivalentes de conjunto ou globais e os indicadores individuais.

A Agência Nacional de Energia Elétrica regulamenta esses índices com exceção da Energia Não Suprida (ENS), que não é levada em consideração no momento de aplicar as penalidades por violação de metas. Contudo, o indicador ENS é um índice internacional e serve como base de comparação entre concessionárias.

As metas de indicadores equivalentes de conjunto a serem observadas pelas concessionárias estão definidas nos Contratos de Concessão com a ANEEL, os quais são revistos periodicamente. Essas metas também estão sendo publicadas mensalmente na conta de energia elétrica do consumidor.

Um outro índice não-técnico utilizado pelas concessionárias é o Índice de Satisfação do Consumidor, que contabiliza o número de reclamações feitas pelos consumidores através dos *Call Centers* das concessionárias. Este indicador não será levado em consideração nesta dissertação.

2.2.1. Indicadores de Continuidade de Conjunto ou Globais

Os três indicadores de continuidade globais mais utilizados são o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e ENS (Energia Não Suprida). O DEC e FEC são conhecidos na literatura internacional como SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) e SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*), respectivamente (BILLINTON e ALLAN, 1988; COELHO e ZÜRN, 2003a).

O DEC indica o número de horas, em média, que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal. Por outro lado, o FEC indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora (residência, comércio, indústria, etc).

De acordo com ANEEL (2000), estes indicadores são definidos como:

$$DEC = \sum_{i=1}^k \frac{Ca(i) \times t(i)}{Cc} \quad (2-1)$$

$$FEC = \sum_{i=1}^k \frac{Ca(i)}{Cc} \quad (2-2)$$

onde:

DEC = Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC = Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

$Ca(i)$ = Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i), no período de apuração;

$t(i)$ = Duração de cada evento (i), no período de apuração;

i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;

k = Número total de eventos no período considerado; e

Cc = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

A título ilustrativo, a Figura 1 mostra os dados extraídos de ANEEL (2006) referentes aos índices DEC e FEC da concessionária de energia elétrica do estado de Santa Catarina, CELESC, para o ano de 2005.

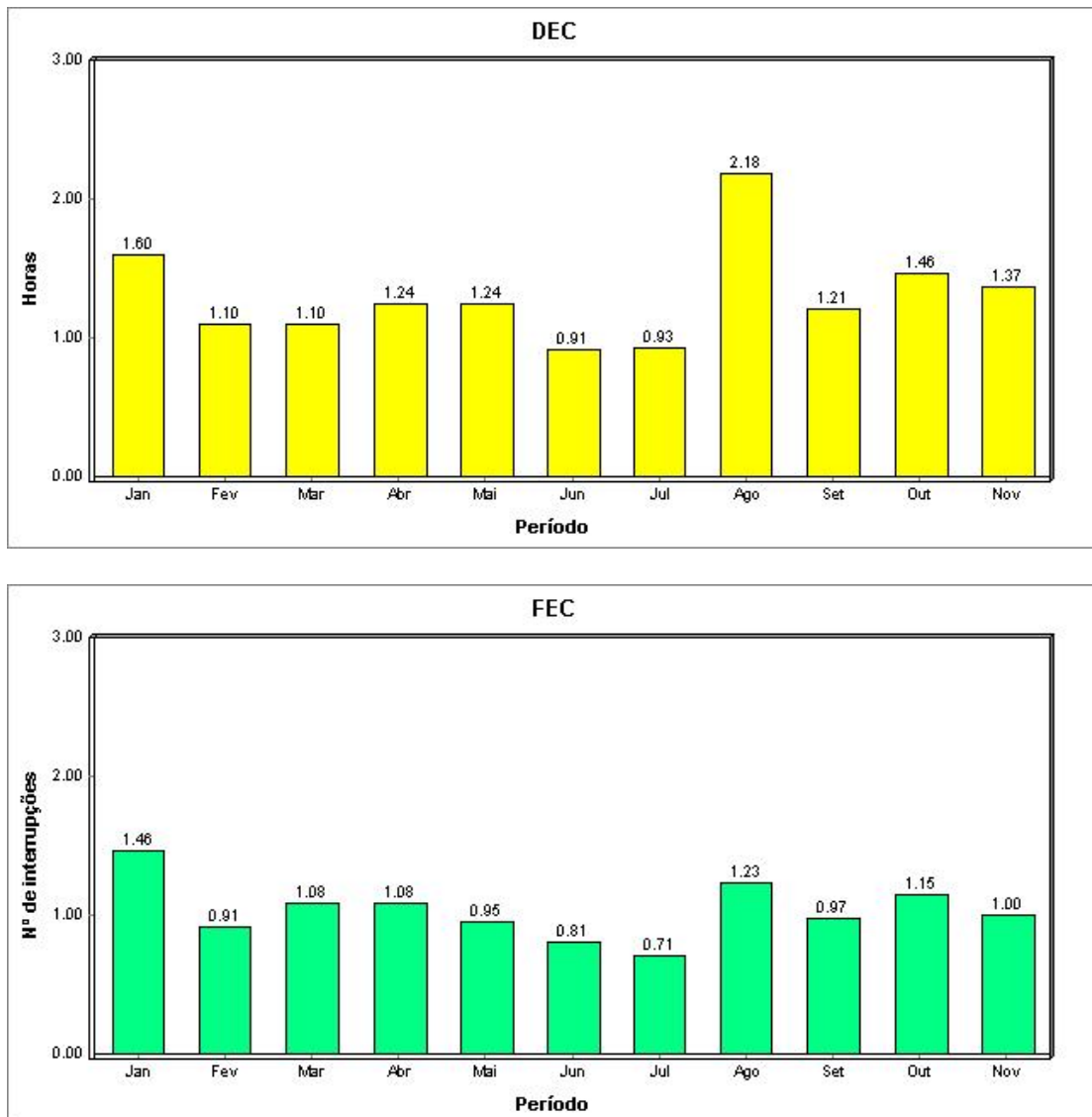


Figura 1 – Índices DEC e FEC da Concessionária CELESC em 2005 (ANEEL, 2006)

O indicador ENS (Energia Não Suprida) é calculado por meio da expressão:

$$ENS = \text{energia total não suprida pelo sistema} = \sum L_i U_i \quad (2-3)$$

onde:

L_i = Carga média conectada no ponto de carga i [kW];

U_i = Indisponibilidade do ponto de carga i (representa o tempo que o sistema ficou fora de operação).

2.2.2. Indicadores de Continuidade Individuais

O órgão regular brasileiro implantou no ano 2000 mais três indicadores destinados a aferir a qualidade prestada diretamente ao consumidor, quais sejam: DIC, FIC e DMIC.

Os indicadores DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora) e FIC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora) indicam por quanto tempo e o número de vezes, respectivamente, que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica durante um período considerado.

O DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora) é um indicador que limita o tempo máximo de cada interrupção, impedindo que a concessionária deixe o consumidor sem energia elétrica durante um período muito longo. Esse indicador passou a ser controlado a partir de 2003.

De acordo com ANEEL (2000):

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2-4)$$

$$FIC = n \quad (2-5)$$

$$DMIC = t(i) \max \quad (2-6)$$

onde:

DIC = Duração das Interrupções por Unidade Consumidora considerada, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC = Frequência de Interrupções por Unidade Consumidora considerada, expressa em número de interrupções;

$DMIC$ = Duração Máxima das Interrupções por Unidade Consumidora considerada, expressa em horas e centésimos de hora;

i = Índice de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração, variando de 1 a n ;

n = Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

$t(i)$ = Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada, no período de apuração; e

$t(i)_{max}$ = Valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

2.3. Reconfiguração de Redes de Distribuição

A reconfiguração de sistemas de distribuição é realizada através da abertura ou fechamento de chaves de interconexão, preservando-se a topologia radial dos alimentadores. A alteração da topologia, mantendo-se a radialidade, é realizada de modo a reduzir as perdas ativas nos alimentadores, melhorar o perfil de tensão para os consumidores, aumentar os níveis de confiabilidade e eliminar e/ou isolar faltas, restaurando o fornecimento de energia. Assim, estas chaves seccionadoras são utilizadas para ambos os objetivos: proteção e reconfiguração (MANTOVANI *et al.*, 2000).

A reconfiguração pode ser usada como uma ferramenta de planejamento e/ou de controle em tempo real da operação do sistema. A operação *on-line* requer respostas rápidas para que possam ser tomadas as devidas ações de controle no comando automático dos sistemas. No planejamento buscam-se novas configurações visando obter uma estratégia ótima de operação, com minimização de perdas, atendimento da demanda diária com boa qualidade de serviço (perfil adequado das tensões, confiabilidade, etc.), além da redução dos custos de operação (MANTOVANI *et al.*, 2000).

A literatura sobre reconfiguração de redes aborda, principalmente, o problema da minimização de perdas e balanceamento de cargas (CIVANLAR *et al.*, 1988; BARAN e WU, 1989; GOSWAMI e BASU, 1992; CHENG *et al.*, 2000; MANTOVANI *et al.*, 2000; KNOLSEISEN *et al.*, 2003; BUENO *et al.*, 2004).

Os métodos utilizados para resolver o problema da reconfiguração podem ser classificados como: Métodos Heurísticos, Métodos de Otimização Clássica e Algoritmos Combinatoriais. Os métodos heurísticos utilizam regras simples, com o objetivo de diminuir o espaço de busca, encontrando soluções de boa qualidade e oferecendo um esforço computacional relativamente pequeno (CIVANLAR *et al.*, 1988; BARAN e WU, 1989; GOSWAMI e BASU, 1992; COELHO *et al.*, 1997; KASHEM *et al.*, 2000; MANTOVANI *et al.*, 2000). Os métodos de otimização clássica geralmente resolvem modelos relaxados do modelo ideal, enquanto os métodos de algoritmos combinatoriais são utilizados para problemas mais complexos, garantindo solução ótima ou quase ótima. As técnicas de inteligência artificial, como Algoritmos Genéticos, estão inclusas nessa categoria (KNOLSEISEN *et al.*, 2004a).

Alguns pesquisadores (ROYTELMAN *et al.*, 1995; KAGAN e OLIVEIRA, 1998; HSIAO e CHIEN, 2001; HSIAO, 2004) desenvolveram metodologias de reconfiguração com múltiplos objetivos, como minimização das perdas ativas, minimização do número de manobras de chaveamento, minimização da pior queda de tensão e minimização da frequência de interrupção, entre outras. São problemas mais complexos do que a reconfiguração mono-objetivo, e requerem técnicas mais avançadas para sua solução, sendo na sua grande maioria utilizados métodos de algoritmos combinatoriais.

Para verificar se a solução encontrada é viável, é necessário executar um programa de fluxo de potência para verificar se os limites de corrente e tensão não são violados. Este programa deve ser simples e rápido devido à necessidade de ser executado inúmeras vezes, chegando até a milhares de vezes. O item a seguir detalha as principais técnicas utilizadas para o cálculo do fluxo de potência em redes radiais de distribuição.

2.3.1. Fluxo de Potência para Redes Radiais de Distribuição

As redes de distribuição, na sua grande maioria, são radiais, e a relação resistência/reatância (R/X) é muito alta. Por esta razão, as redes de distribuição são mal condicionadas, e métodos convencionais de fluxo de potência como Newton-Raphson e Desacoplado Rápido são ineficientes em solucionar tais fluxos.

Vários pesquisadores buscaram encontrar métodos para o cálculo do fluxo de potência para redes radiais. Os principais métodos são: Somatório das Potências – *Forward*

Update DistFlow (BARAN e WU, 1989) e Somatória das Correntes – *Forward Sweeping Method* (DAS *et al.*, 1994).

Baran e Wu (1989) obtêm a solução do fluxo de potência através da solução iterativa de três equações fundamentais, representando potência ativa, potência reativa e magnitude da tensão. Das *et al.* (1994) por sua vez solucionam uma relação recursiva da magnitude da tensão. Ambos os métodos têm convergência garantida para relações R/X realistas.

Novos métodos ou modificações dos métodos descritos anteriormente vêm sendo desenvolvidos na última década como, por exemplo, Haque (1996), Expósito e Ramos (1999), Ranjan e Das (2003), Knolseisen e Coelho (2004b).

2.4. Automação da Rede de Distribuição

De acordo com Lakervi e Holmes (1995), o objetivo principal da automação é obter uma melhora do desempenho da confiabilidade do suprimento aos consumidores, por meio da rápida eliminação das faltas e restauração do suprimento.

Um dos métodos para melhorar a confiabilidade do suprimento de energia é reduzir a duração da falta logo que ocorra a interrupção. Para assegurar uma rápida restauração do fornecimento, deve-se considerar o aumento do nível de automação do sistema (HE *et al.*, 1999). Sistemas de automação mais robustos podem também reduzir o número de interrupções do fornecimento, além da duração das faltas (REDMON, 2001).

Sperandio *et al.* (2005) descrevem os quatro principais tipos de automação: Automação da Subestação, Automação de Chaves, Automação de Circuitos em Anel Aberto e Automação Total.

A primeira consiste no controle automático do arranjo de barramento e coordenação de um relé e um disjuntor com as chaves fusíveis ao longo da linha principal, podendo resultar em até 50% de redução nos indicadores de duração. Na segunda, as chaves religadoras são alocadas em pontos distantes da subestação (SE), permitindo a extinção de faltas temporárias sem afetar os demais consumidores alocados a montante da chave do alimentador. Deste modo, caso a falta seja permanente, apenas uma porção do trecho ficará sem fornecimento.

A Automação de Circuitos em Anel Aberto é o tipo de proteção mais utilizado e consiste na instalação de chaves NF (Normalmente Fechadas) no tronco do alimentador e chaves NA (Normalmente Aberta) de interconexão com outros ramos ou até mesmo outros alimentadores. No caso de falta, há uma reconfiguração do sistema, na tentativa de isolar apenas o trecho em falta.

Religadoras são comumente utilizadas para permitir que faltas temporárias em sistemas aéreos sejam auto-eliminadas, considerando que de 70 a 80% das faltas em sistemas aéreos tem uma natureza temporária, qualquer alimentador com exposição aérea deveria estar protegido por uma religadora no seu disjuntor principal (BROWN, 2002).

Finalmente, a Automação Total emprega chaves inteligentes, capazes de monitorar e controlar à distância os equipamentos de manobra e proteção. Realiza o isolamento de trechos sob falta de forma rápida e segura, muitas vezes não precisando nem da supervisão de um operador.

2.5. Alocação de Chaves Automáticas

Equipamentos de chaveamento automático são localizados em sistemas primários de distribuição por vários motivos, por exemplo: isolar componentes em falta, reconfiguração da rede, etc. (HE *et al.*, 1999).

Em geral, determinar a localização ótima e o número de chaves automáticas é um processo complicado devido ao grande número de variáveis envolvidas, assim como, a dificuldade matemática e limitações específicas de configurações do sistema (LAKERVI e HOLMES, 1995).

Por se tratar de um problema de otimização, diversas técnicas podem ser usadas. He *et al.* (1999) utilizam a técnica dos cortes mínimos, sob a ótica das restrições de orçamento (custo). Técnicas de inteligência artificial podem ser utilizadas neste problema de otimização. Costa *et al.* (2006) realizam a alocação de novas chaves automáticas através de um algoritmo baseado em Lógica Difusa (Fuzzy) e Falaghi e Haghifam (2004) desenvolveram um modelo aplicando Algoritmos Genéticos para a alocação simultânea de chaves automáticas e chaves de interconexão.

Nem sempre é necessária a alocação de novas chaves, como mostram Teng e Lu (2002), que utiliza a realocação de chaves automáticas para minimizar os custos de interrupção do consumidor.

2.6. Metodologia Multicritério

Na metodologia monocritério, a melhor alternativa é aquela que otimiza um determinado critério. Tem como maior desvantagem não conseguir levar em consideração os diferentes aspectos relevantes nas alternativas.

De acordo com Ensslin *et al.* (2001), os métodos multicritério consideram mais de um aspecto e, portanto, avaliam as ações segundo um conjunto de critérios. Cada critério é uma função matemática que mede a performance das ações potenciais com relação a um determinado aspecto. Neste enfoque, deseja-se otimizar essas funções de forma simultânea.

Podem ser encontradas diversas aplicações da metodologia multicritério nas áreas gerenciais e de engenharia em Ensslin *et al.* (2001), e particularmente no setor de energia incluindo aplicações no planejamento de sistemas de transmissão e distribuição, expansão da geração e planejamento da política energética, entre outras em Hobbs e Meier (2000).

Mais aplicações práticas no setor de energia podem ser encontradas em Silva Jr. (1996) que utiliza a metodologia multicritério na seleção de rotas para linhas de transmissão, em Sica (2003) que desenvolve uma metodologia multicritério de apoio à decisão capaz de internalizar e mensurar variáveis qualitativas de cunho social, político, ambiental e econômico no planejamento de qualquer empreendimento do setor elétrico e em Coelho *et al.* (2003b), onde é desenvolvido um sistema de apoio à decisão multicritério para o balanceamento de cargas em redes secundárias de distribuição de energia elétrica.

Outras aplicações podem ser encontradas em Issicaba *et al.* (2006) e Amazonas Filho *et al.* (2004) onde a metodologia multicritério é utilizada na alocação ótima de bancos de capacitores e em Cavalcante e Almeida (2005) que se utilizam da metodologia multicritério para o planejamento da manutenção preventiva em situações de incerteza.

2.7. Conclusão

Neste capítulo foi apresentada uma revisão da literatura que servirá como fundamentação para a metodologia proposta no capítulo seguinte.

Foram detalhados os índices de continuidade globais (DEC, FEC, ENS) e os índices de continuidade individuais (DIC, FIC, DMIC). Considerações sobre automação de redes de distribuição, sobre reconfiguração de redes radiais, assim como o cálculo do fluxo de potência foram relacionadas com a necessidade de calcular (adequadamente) os índices de continuidade e demais variáveis elétricas da rede.

Finalmente, foi abordada a alocação de chaves automáticas em redes de distribuição e um breve comentário sobre metodologia multicritério que será utilizada para cálculo do mérito de cada alocação de chave automatizada, tema desta dissertação.

Capítulo 3

Metodologia Desenvolvida

3.1. Considerações Gerais

Este capítulo detalha a metodologia multicritério desenvolvida neste trabalho para a alocação de chaves automatizadas em redes de distribuição. Com a finalidade de facilitar a compreensão, a apresentação deste capítulo foi dividida em três partes principais: metodologia para a reconfiguração das redes de distribuição, metodologia utilizada para o cálculo dos índices de confiabilidade (FEC, DEC e ENS) e metodologia multicritério para o cálculo da hierarquização (ordem de mérito) das posições para alocação das chaves.

3.2. Metodologia Desenvolvida

Devido a sua complexidade, a metodologia desenvolvida foi dividida em três partes distintas, denominadas de módulos:

1. Módulo de Reconfiguração;
2. Módulo de Confiabilidade;
3. Módulo Multicritério.

Tais módulos são interligados entre si conforme ilustrado na Figura 2, que apresenta um fluxograma com uma visão sistêmica da metodologia para alocação de chaves automatizadas^{1, 2}.

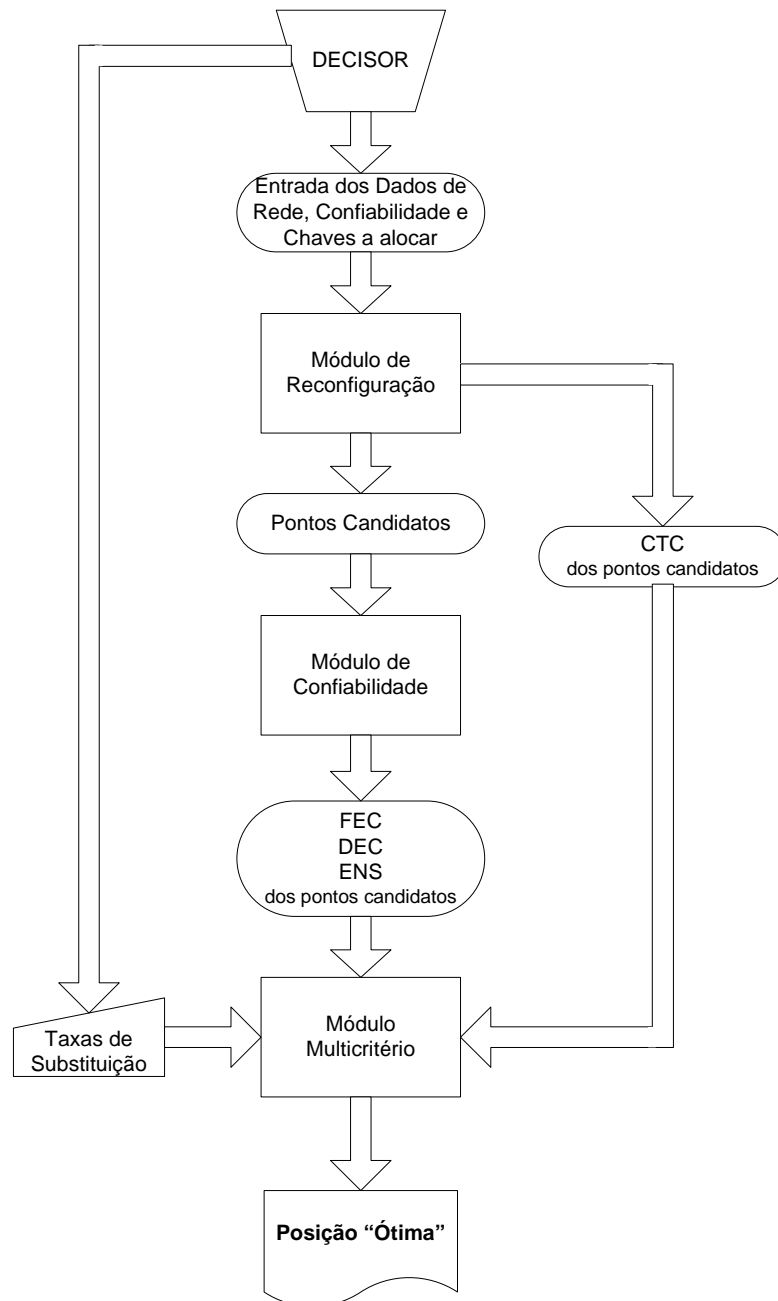


Figura 2 – Visão Sistêmica da Metodologia para Alocação de Chaves Automatizadas

Nos itens a seguir são detalhados os três módulos.

¹ No estudo proposto, o decisor é caracterizado pela concessionária ou um representante da mesma.

² “Ótimo” se refere não ao ótimo global da otimização clássica, mas sim à alternativa que melhor representa as necessidades do decisor, por isso se optou pela utilização das aspas.

3.3. Módulo de Reconfiguração

O primeiro módulo a ser executado é o Módulo de Reconfiguração, um simulador desenvolvido em ambiente Matlab³ com a função de reconfigurar sistemas de distribuição. Tem como objetivo principal identificar os pontos candidatos à alocação de uma chave automatizada Normalmente Fechada (NF), que atuará no mesmo alimentador em que já existe uma interconexão entre alimentadores (*tie point*⁴).

Através de um algoritmo de combinação exploratória a chave NA (interconexão) é fechada e uma nova chave NF (a ser alocada no alimentador a ser reconfigurado) deve ser aberta para manter a radialidade dos sistemas. Considera-se que cada trecho do alimentador é uma posição candidata a uma chave automatizada, portanto pode ser aberto na simulação.

Verifica-se, então, se aquela nova configuração do sistema não viola os perfis de tensão dos consumidores, nem ultrapassa os limites de carregamento das linhas de distribuição, calculados por meio de um fluxo de potência baseado no somatório das potências (BARAN e WU, 1989). Com isso, determina-se a quantidade de carga de um alimentador que pode ser transferida para o outro, denominada de Capacidade de Transferência de Carga (CTC). Essa posição é, então, um ponto candidato à alocação de uma chave automatizada.

Como saída deste módulo obtêm-se as posições candidatas à alocação de uma chave automatizada e suas respectivas Capacidades de Transferência de Carga (CTC), mensuradas em quilowatts (kW) por meio do montante total de carga entre chaves Normalmente Aberta (NA) e Normalmente Fechada (NF) dos alimentadores do sistema, expressas pela fórmula:

$$CTC = \sum_{i=1}^n L_i \quad (3-1)$$

onde:

CTC = capacidade de transferência de carga [kW];

L_i = carga nominal conectada no ponto de carga i [kW];

n = conjunto composto pelos pontos de carga i , considerados entre as chaves NA e NF.

³ Matlab é um ambiente interativo de alta performance voltado para o cálculo numérico. É desenvolvido pela MathWorks Inc. e amplamente utilizado no meio acadêmico/científico.

⁴ *Tie point* se refere a uma chave Normalmente Aberta (NA) que interliga dois alimentadores distintos.

A variável CTC será um dos quatro critérios utilizados no Módulo Multicritério para a determinação da posição “ótima” para a alocação da chave automatizada.

Na Figura 3 é apresentado o fluxograma de funcionamento do algoritmo do Módulo de Reconfiguração.

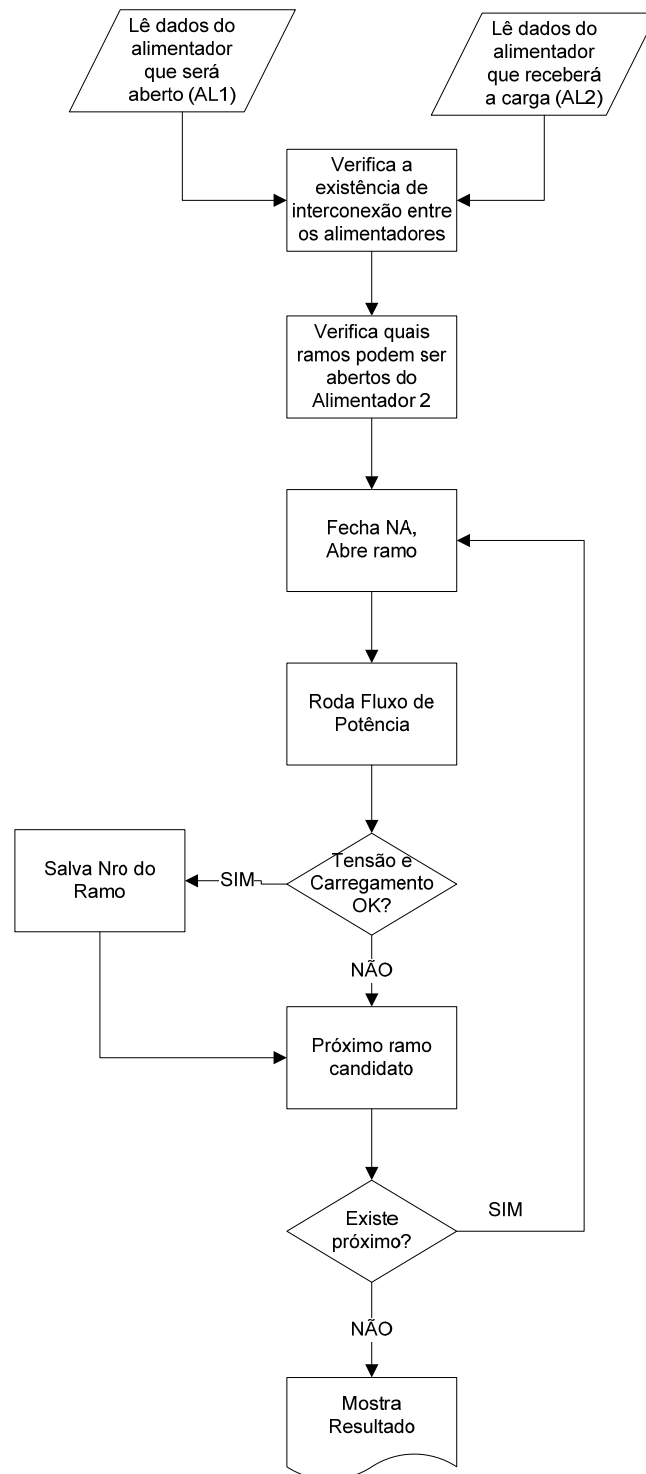


Figura 3 – Fluxograma do Algoritmo do Módulo de Reconfiguração

3.4. Módulo de Confiabilidade

O Módulo de Confiabilidade consiste em um simulador com o objetivo de calcular os índices de confiabilidade FEC, DEC e ENS para cada posição candidata a receber uma chave automatizada. Foi desenvolvido em ambiente Matlab e tem como variáveis de entrada os dados de ramais que podem ser abertos (pontos candidatos) obtidos pelo Módulo de Reconfiguração juntamente com os dados de rede do alimentador a ser analisado: número de consumidores, carga, taxa de falha e tempo de reparo de cada trecho.

O cálculo dos índices é feito através de simulações de faltas no tronco principal e nos ramais laterais, levando em consideração uma possível manobra para a alimentação das cargas por um outro alimentador que esteja interligado através de uma chave NA.

Como resultado, têm-se as variáveis que serão utilizadas pelo Módulo Multicritério para a escolha da melhor alternativa: FEC, DEC e ENS, juntamente com a variável CTC obtida no Módulo de Reconfiguração.

3.4.1. Exemplo Ilustrativo

Na Figura 4 é apresentado um alimentador conforme descrito em Billinton e Allan (1988), onde vários cenários foram simulados com o Módulo de Confiabilidade. Seus dados de rede são apresentados no Anexo A.

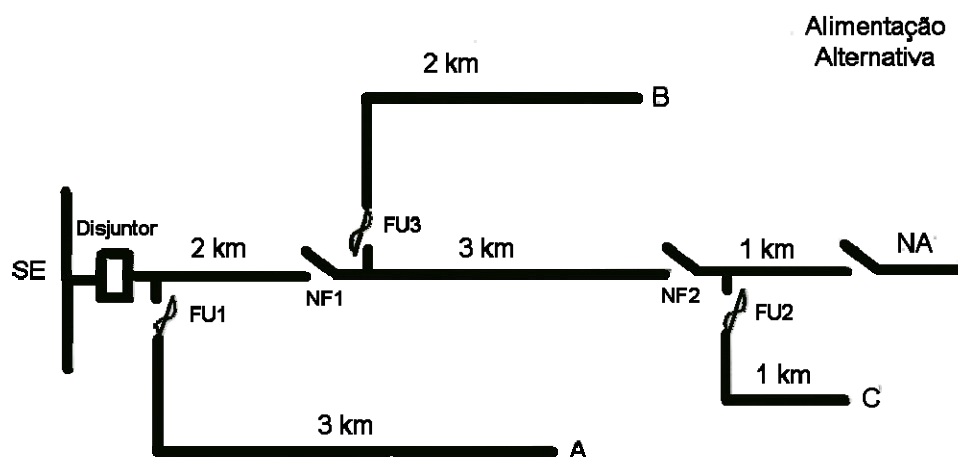


Figura 4 – Sistema Billinton e Allan (1988)

onde:

NA = chave Normalmente Aberta;

NF_i = chave Normalmente Fechada;

FU_i = chave fusível de proteção de ramal;

A , B e C = pontos de carga.

Observar que nesta situação, o alimentador situado à direita da Figura 4, atuará como uma alimentação alternativa de energia, em caso de curtos circuitos no alimentador em estudo, por meio da coordenação de manobras entre a chave NA e uma das chaves NF .

Com a finalidade de analisar a relação entre a alocação da proteção e a confiabilidade, foram propostos vários cenários para as diversas chaves seccionadoras (NF) e fusíveis, com e sem alimentação alternativa fornecida pela chave NA .

Cenários:

- *Cenário 1:* Sem chaves NF , sem chaves fusíveis e sem chave NA .
- *Cenário 2:* Com as duas chaves NF , sem chaves fusíveis e sem chave NA .
- *Cenário 3:* Com as duas chaves NF , com as três chaves fusíveis e sem chave NA .
- *Cenário 4:* Com as duas chaves NF , sem chaves fusíveis e com a chave NA .
- *Cenário 5:* Com as duas chaves NF , com as três chaves fusíveis e com a chave NA .

Os resultados dos índices FEC (falhas/ano), DEC (horas/ano) e ENS (kW) para os cinco cenários são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Índices para o Sistema Billinton e Allan

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
FEC	2,1000	0,8125	0,7813	0,8125	0,7813
DEC	3,3000	1,0625	1,0313	0,9125	0,8812
ENS	838,5300	556,5350	521,5350	482,8950	447,8950

Dos resultados acima, pode-se constatar a grande influência da proteção do alimentador em relação à continuidade. Por exemplo, do Cenário 1 (sem proteção) até o limite de proteção total (Cenário 5), os índices FEC, DEC e ENS reduziram de 62,8%, 73,3% e 49,6%, respectivamente.

Verifica-se também a necessidade de se efetuar a conexão da alimentação alternativa, a qual introduz uma Capacidade de Transferência de Carga, que reduz tanto o índice DEC, quanto o índice ENS (Cenários 4 e 5).

O fluxograma de funcionamento do algoritmo de cálculos dos índices de confiabilidade é ilustrado na Figura 5.

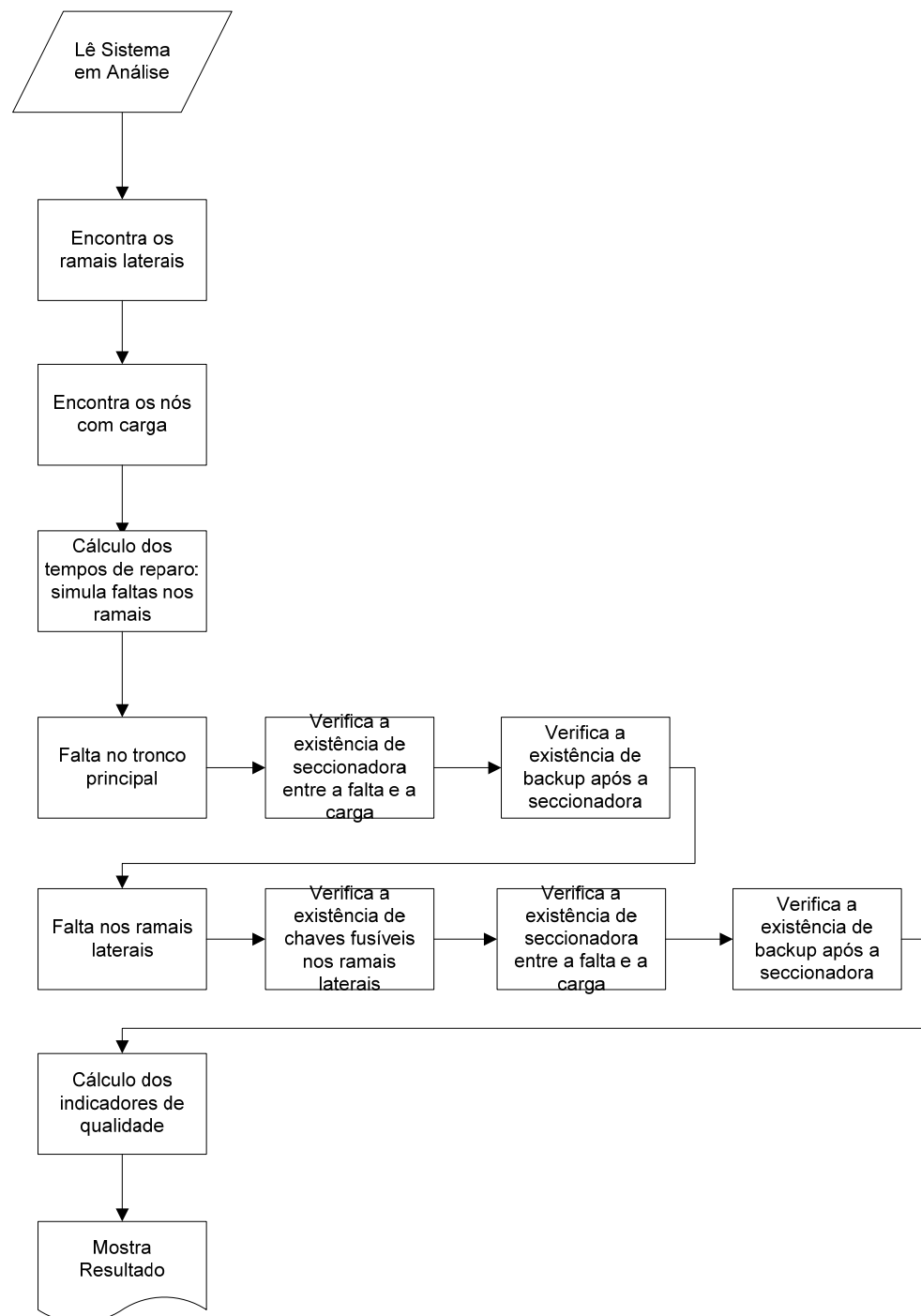


Figura 5 – Fluxograma de Funcionamento do Módulo de Confiabilidade

3.4.2. Influência da Taxa de Falha nos Resultados

A taxa de falha tem influência direta nos índices de qualidade FEC, DEC e ENS, por isso sua grande importância para o Módulo de Confiabilidade, que por meio da taxa de falha simula as faltas no tronco principal e nos ramais laterais, a fim de computar o valor esperado dos índices.

Como demonstrado em Sperandio *et al.* (2006), dado que se possua o valor da taxa de falha total do alimentador, existem três formas básicas de aquisição das taxas de falha para cada trecho do mesmo:

- 1º) A primeira, a mais simples, seria a utilização de uma taxa de falha constante para todos os trechos;
- 2º) A segunda forma, um pouco mais elaborada, seria definindo uma relação de taxa de falha por quilômetro, calculando-se assim, para cada trecho sua respectiva taxa de falha equivalente;
- 3º) O terceiro método, o qual foi utilizado neste trabalho, consiste em através de bancos de dados da concessionária de históricos de manobras e falhas de equipamentos, extrair a taxa de falha mais próxima do real de cada trecho do alimentador.

Observa-se que este último procedimento fornece resultados mais precisos, porém há a necessidade de um Banco de Dados confiável e completo, além do tempo adicional para o cálculo das taxas de falha e tempo de reparo, tornando-o mais complexo.

Na alocação de uma chave automatizada, obteve-se diferenças de até 60% nos resultados dos índices FEC, DEC e ENS para um mesmo alimentador por meio de simulações de falhas no tronco principal e nos ramais laterais (SPERANDIO *et al.*, 2006), o que gera divergência nos resultados, indicando uma posição que não é a posição “ótima” para a alocação da chave.

O cálculo das taxas de falha por trecho permite uma melhor representação da influência de chaves automáticas nos indicadores de qualidade, possibilitando um planejamento da proteção mais adequado, de forma a atender as necessidades do conjunto consumidor.

3.5. Módulo Multicritério

Neste tipo de problema uma abordagem monocritério seria ineficiente, pois atenderia somente a um critério de cada vez. Sendo assim, é essencial a utilização de uma metodologia multicritério que possa considerar os vários critérios simultaneamente para cada alternativa: FEC, DEC, ENS e CTC, por exemplo.

Assim, a análise monocritério é utilizada neste módulo para definir (isoladamente) o melhor valor possível para cada critério que alguma das alternativas possa atingir. Tal análise é realizada por meio de uma otimização monocritério, a qual leva em consideração uma variável de cada vez. Os resultados provenientes desta análise são utilizados como um dos parâmetros para a construção da Função de Valor de cada um dos critérios.

A metodologia multicritério tem o objetivo de otimizar diversos critérios, maximizando benefícios ou minimizando custos, cuja função matemática mede o desempenho de acordo com o considerado adequado pelo decisor.

Para tanto, foi utilizada a Abordagem de Critério Único de Síntese (ENSSLIN *et al.*, 2001), abordagem multicritério amplamente utilizada, que consiste em transformar cada critério em uma Função de Utilidade ou em uma Função de Valor.

De acordo com Hobbs e Meier (2000) a Função de Utilidade é uma Função de Valor que exprime a relação do decisor em relação ao risco (avesso, indiferente ou propenso ao risco). Neste trabalho a Função de Utilidade não é utilizada, tendo em vista que este estudo não leva em consideração a atitude do decisor frente ao risco.

Na modelagem da Função de Valor, para o presente estudo, foi adotada uma função linear por partes com três ou quatro referências (níveis de impacto), conforme será descrito no item 3.5.3.

3.5.1. Pontos de Vista Fundamentais

O modelo multicritério é construído por meio de uma estrutura arborescente (árvore) e baseia-se na lógica de decomposição, em que um critério mais complexo de ser mensurado é decomposto em subcritérios de mais fácil mensuração. O critério de nível hierárquico superior é definido pelo conjunto de critérios de nível hierárquico inferior que estão ligados a ele na árvore. A estrutura em árvore permite melhor organizar e

hierarquizar os diversos aspectos a serem levados em consideração quando da avaliação da alternativa (ENSSLIN *et al.*, 2001). Tal estrutura é ilustrada na Figura 6.

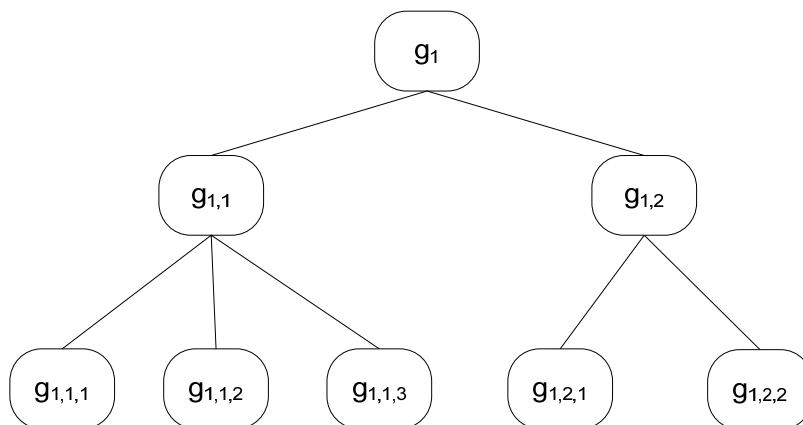


Figura 6 – Estrutura de um Modelo Multicritério (ENSSLIN *et al.*, 2001)

Os Pontos de Vista Fundamentais (PVF) são aqueles aspectos considerados como fundamentais para avaliar as alternativas (SICA *et al.*, 2006). Pode-se decompor os PVF em Pontos de Vista Elementares (PVE), permitindo uma melhor avaliação do desempenho das alternativas no ponto de vista considerado. Com isso, permite-se uma maior compreensão do que um PVF pretende levar em consideração.

Na Figura 7 observa-se a Árvore de Pontos de Vista para o estudo presente contendo os Pontos de Vista Fundamentais (PVF): “Índices de Confiabilidade” e “Reserva” (quanto de carga pode ser transferido de um alimentador para outro), os Pontos de Vistas Elementares (PVE): “Indicadores de Continuidade” e “Fornecimento de Energia”, e os Critérios: FEC, DEC, ENS e CTC.

O modelo multicritério permite mensurar a performance de cada alternativa em cada ponto de vista. Para tanto, são necessários um descritor e uma Função de Valor associada ao descritor. O descritor é constituído por níveis de impactos, em que cada nível é a representação do desempenho do critério – indica a atratividade local (SICA e CAMARGO, 2003).

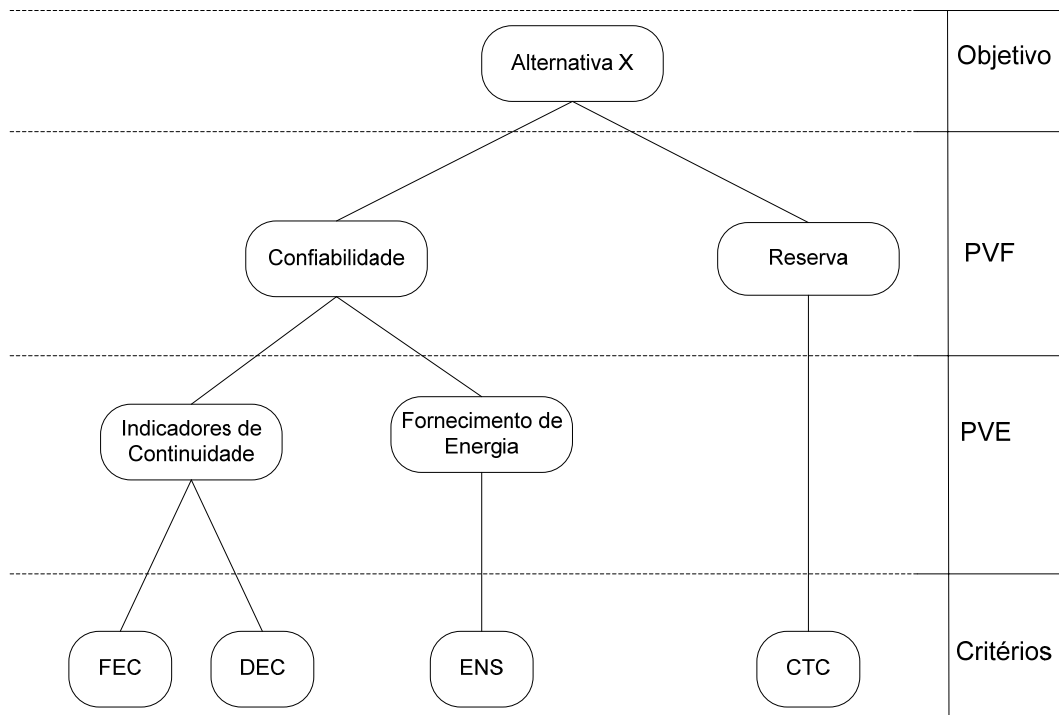


Figura 7 – Árvore de Pontos de Vista

3.5.2. Descritores

Definidos os Pontos de Vista Fundamentais (PVF) e os Pontos de Vista Elementares (PVE) é necessário construir um critério que permita medir o desempenho de cada alternativa. Para tanto, necessitam-se de duas ferramentas: um descritor e uma Função de Valor associada a tal descritor para cada critério.

Os descritores são essenciais à fase de estruturação por sua capacidade de identificar, de modo adequado, o significado de cada Ponto de Vista Fundamental. A construção de um descritor para cada PVF permite clarificar o seu significado, tornando-o inteligível e afastando a possibilidade de ambigüidade quanto às características das ações que o PVF enseja (SILVA JR., 1996).

Os descritores podem ser definidos como um conjunto de níveis de impacto que servem como base para descrever a performance de cada PVF. Cada nível de impacto pode ser encarado como a representação do desempenho (impacto) de uma ação potencial neste objetivo (ENSSLIN *et al.*, 2001).

Para o caso da alocação de chaves automatizadas, foram definidos quatro descritores (critérios): FEC, DEC, ENS e CTC.

3.5.3. Função de Valor

As Funções de Valor têm como objetivo quantificar a performance de cada descritor. É utilizada para ordenar a intensidade de preferência (diferença de atratividade) entre os níveis de impacto. Pode ser construída por meio de diferentes funções: linear, linear por partes, quadrática, exponencial, entre outras. Deve-se encontrar a função que melhor representa o critério a ser avaliado. Neste estudo, a Função de Valor é modelada através de uma função linear por partes como detalhado a seguir.

3.5.3.1. Meta dos Alimentadores

A agência reguladora brasileira (ANEEL) define metas para os índices DEC e FEC de cada conjunto. A concessionária deve cumprir tais metas da melhor forma possível, sendo que se os índices são ultrapassados, multas são aplicadas baseadas nos valores que ultrapassaram a meta.

A concessionária tem condições de avaliar a influência de cada alimentador pertencente ao conjunto nos índices, definindo assim metas de DEC e FEC individuais para cada alimentador. No caso do indicador ENS, que é um indicador não regulamentado pela agência reguladora, a própria concessionária define uma meta para o conjunto, e consequentemente para cada alimentador. Esses valores de metas por alimentador são utilizados na construção da Função de Valor de cada um desses critérios.

3.5.3.2. Função de Valor – FEC, DEC e ENS

Na modelagem da Função de Valor para FEC, DEC e ENS, o presente estudo adotou uma função linear por partes com três ou quatro níveis de impacto (referências), de acordo com o caso a se considerar. Existem duas possibilidades: o caso em que o desempenho do alimentador está abaixo da meta definida para o determinado critério a ser avaliado, e o caso onde o desempenho do alimentador está acima da meta.

No primeiro caso, deve ocorrer uma melhoria no alimentador. Assim, define-se como pior valor possível o valor atual (valor sem chave), recebendo um valor de atratividade local de -10, e a meta recebe o valor neutro de atratividade local (0), já que a

alternativa escolhida não deve violar a meta, sendo penalizada com valores negativos de atratividade local.

No caso onde o alimentador já atende a meta, define-se o valor atual (valor sem chave) como neutro (0), pois não há necessidade de pontuações negativas, já que o alimentador já atende à meta, e a colocação de uma chave nunca vai piorar o estado atual, sempre trazendo algum benefício, por menor que seja.

O próximo ponto de referência é definido pelo melhor valor possível, resultante da análise monocritério que recebe o valor de atratividade local +10. O último nível de impacto representa uma porcentagem abaixo da meta que se deseja manter, como 10 ou 20% por exemplo, de acordo com a preferência do decisor, o qual é atribuído um valor de atratividade local de +5, que representa o nível de impacto bom. No caso em que o alimentador está abaixo da meta, deve-se adotar um valor de folga abaixo do estado atual.

Por meio das referências (níveis de impacto) supracitadas, obtém-se a curva da Função de Valor, definida através de uma função linear por partes. Tal procedimento é utilizado para a modelagem da Função de Valor dos critérios FEC, DEC e ENS.

3.5.3.3. Função de Valor – CTC

No caso do critério CTC (Capacidade de Transferência de Carga), não há uma meta de referência específica para o conjunto, e consequentemente para cada alimentador. Têm-se então somente dois pontos de referência fixos: o valor atual (valor sem chave) que recebe o valor de atratividade local de 0 (valor neutro), e o melhor valor possível obtido na análise monocritério que recebe o valor de atratividade local de +10. Pode-se estabelecer mais um ponto de referência que seria o Valor Desejado, correspondente ao nível de impacto considerado pelo decisor como bom, recebendo valor de atratividade local +5. Obtém-se assim, a Função de Valor para o critério CTC, constituída por uma função linear por partes com três níveis de impacto (referências).

3.5.3.4. Perfil de Impacto

Para uma melhor visualização da atratividade dos critérios, traça-se o gráfico de Perfil de Impacto contendo todas as alternativas. O Perfil de Impacto representa o desempenho dos critérios em cada eixo de avaliação e serve para a tomada de decisão

diante de uma alternativa dominante (ENSSLIN *et al.*, 2001). Caso não seja possível determinar a alternativa dominante, é necessário efetuar a avaliação global das alternativas. Na Figura 8, visualiza-se um exemplo de gráfico de Perfil de Impacto, com quatro alternativas e três critérios. Observa-se que a alternativa 1 está totalmente abaixo da linha do neutro, esta alternativa é dominada pelas outras. A alternativa 4, apesar de estar acima da linha do neutro, também é dominada pelas alternativa 2 e 3. Assim, é necessário definir as taxas de substituição para os critérios 1, 2 e 3, a fim de hierarquizar as alternativas.

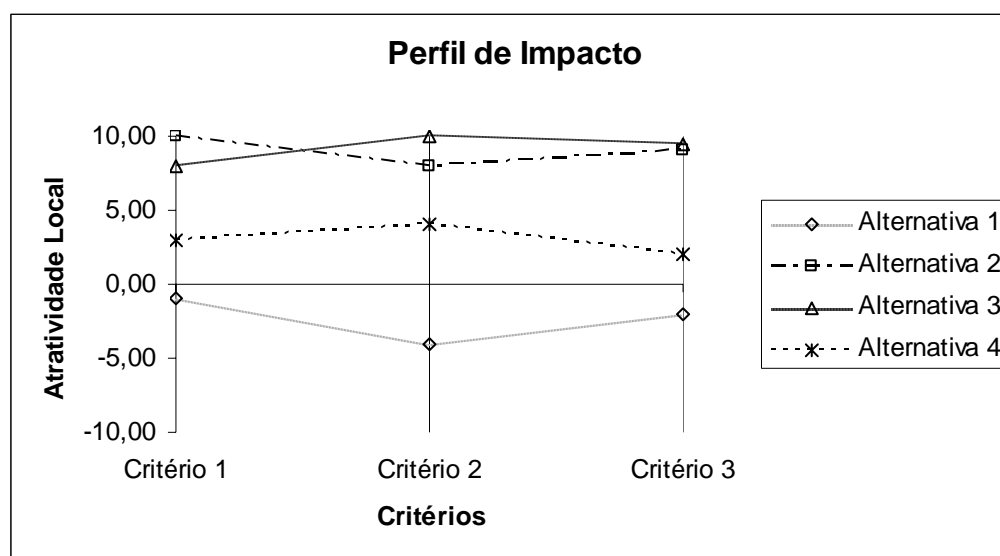


Figura 8 – Exemplo de Gráfico de Perfil de Impacto

3.5.4. Taxas de Substituição

As taxas de substituição de um modelo multicritério de avaliação expressam a perda de performance que uma ação potencial deve sofrer em um critério para compensar o ganho de desempenho em outro (SICA *et al.*, 2006). As taxas de substituição são comumente chamadas de pesos (*weights*) ou *trade-offs*.

Segundo Ensslin *et al.* (2001), pode-se considerar as taxas de substituição como constantes de escala, que transformam valores locais de preferência (avaliados em cada critério) em valores globais.

O método utilizado neste trabalho é o Método da Pontuação Direta (*direct weighting*; HOBBS e MEIER, 2000), onde o decisor atribui diretamente os pesos, atribuindo uma nota de 0 a 10 para cada critério. Em seguida, deve-se dividir cada nota

pela soma das notas de mesmo nível hierárquico, definindo assim a taxa de substituição (*trade-off*) entre os critérios e os Pontos de Vista. Para se efetuar uma análise comparativa, foi aplicado também o Método dos Pesos Iguais, onde todos os critérios recebem o mesmo peso (*equal weighting*; HOBBS e MEIER, 2000).

Como exemplo do Método da Pontuação Direta tem-se a estrutura, mostrada na Figura 9, representando os indicadores de continuidade DEC e FEC.

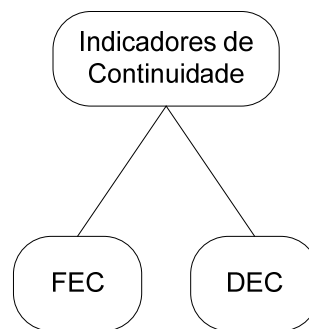


Figura 9 – Ponto de Vista Elementar “Indicadores de Continuidade”

Se o decisor pretende priorizar o índice DEC em relação ao índice FEC, atribui uma nota superior ao DEC, como por exemplo, 10 (grau máximo de importância), e atribui para o FEC, por exemplo, a metade do grau de importância – nota 5. Deve-se agora, encontrar as taxas de substituição para os critérios, lembrando que o somatório das taxas de substituição de um mesmo nível hierárquico deve ser igual a 1.

$$p_{FEC} = \frac{5}{10+5} = \frac{5}{15} = 0,33$$

$$p_{DEC} = \frac{10}{10+5} = \frac{10}{15} = 0,67$$

onde:

p_i = taxa de substituição do critério i .

3.5.5. Avaliação Global das Alternativas

Para efetuar a avaliação global de uma alternativa em um modelo multicritério de agregação aditiva, são necessárias duas informações: a performance local da alternativa, calculada através dos descritores e suas respectivas funções de valor, e as taxas de substituição do modelo, conforme descrito no item 3.5.4. A partir destas informações pode-se utilizar a expressão da agregação aditiva para determinar a atratividade global da alternativa.

A avaliação global de uma ação potencial x é calculada através da expressão de agregação aditiva dada por (HOBBS e MEIER, 2000; ENSSLIN *et al.*, 2001):

$$V(x) = p_1.v_1(x) + p_2.v_2(x) + \dots + p_n.v_n(x) = \sum_{i=1}^n p_i.v_i(x) \quad (3-2)$$

onde:

$V(x)$ = valor global da alternativa x ;

$v_i(x)$ = valor parcial da alternativa x no critério i ;

p_i = taxa de substituição do critério i ;

n = número de critérios do modelo.

O objetivo da fórmula de agregação aditiva é encontrar a alternativa que exprima a maior atratividade global. Deste modo, tem-se como função objetivo:

$$\begin{aligned} \max \quad & V(x) \\ \text{s.a.:} \quad & p_{FEC} + p_{DEC} = 1; \\ & p_{CONT} + p_{FORN} = 1; \\ & p_{CONF} + p_{RES} = 1; \\ & 0 \leq p_i \leq 1 \\ & -10 \leq v_i(x) \leq 10 \end{aligned} \quad (3-3)$$

onde:

p_{FEC} é a taxa de substituição do critério FEC;

p_{DEC} é a taxa de substituição do critério DEC;

p_{CONT} é a taxa de substituição do Ponto de Vista Elementar “Continuidade”;

p_{FORN} é a taxa de substituição do Ponto de Vista Elementar “Fornecimento”;

p_{CONF} é a taxa de substituição do Ponto de Vista Fundamental “Confiabilidade”;

p_{RES} é a taxa de substituição do Ponto de Vista Fundamental “Reserva”.

Assim, utilizando as equações (3-2) e (3-3), e baseado na Árvore de Pontos de Vista (Figura 7), constrói-se a função de agregação aditiva através do seguinte equacionamento:

$$V(x) = ((p_{FEC} \cdot v_{FEC}(x) + p_{DEC} \cdot v_{DEC}(x)) \cdot p_{CONT} + p_{FORN} \cdot v_{ENS}(x)) \cdot p_{CONF} + p_{RES} \cdot v_{CTC}(x) \quad (3-4)$$

onde:

$V(x)$ é o valor global da alternativa x ;

$v_i(x)$ é o valor parcial da alternativa x no critério i ;

p_i é a taxa de substituição do critério i .

3.6. Conclusão

Neste capítulo foi apresentada a metodologia desenvolvida neste trabalho, composta por três módulos distintos e interligados: Módulo de Reconfiguração, que tem como objetivo encontrar as posições candidatas a receberem uma chave automatizada e suas respectivas Capacidades de Transferência de Carga (CTC), Módulo de Confiabilidade, que tem como função encontrar os valores referentes de FEC, DEC e ENS para cada ponto candidato e Módulo Multicritério, com o propósito de tratar toda a informação adquirida nos módulos anteriores e determinar a alternativa que melhor expresse as preferências do decisor. Nos capítulos a seguir, a metodologia é aplicada em um sistema teste e em um estudo de caso baseado em dados real.

Capítulo 4

Sistema Teste

4.1. Introdução

Neste capítulo é apresentada a topologia e os dados referentes a um sistema teste, utilizado para testar e validar a metodologia multicritério desenvolvida. É apresentado o problema a ser solucionado com seus devidos resultados. Ao final, são feitas comparações dos índices do conjunto antes e depois da alocação das chaves automatizadas, verificando se o conjunto está dentro das metas estabelecidas pelo órgão regulador.

4.2. Sistema Teste

Foi montado um sistema teste, com o objetivo de validação da metodologia desenvolvida, composto por três alimentadores amplamente utilizados na literatura internacional, conforme descrito a seguir. Foram utilizados como valores de taxa de falha e tempo de reparo, valores baseados em sistemas reais. Este sistema é considerado o conjunto em análise.

O primeiro alimentador (AL1) consiste em um alimentador de média tensão de distribuição da Índia com 14 barras (DAS *et al.*, 1995). Seus dados de nós e ramos são apresentados no Anexo B e a topologia simplificada pode ser observada na Figura 10.

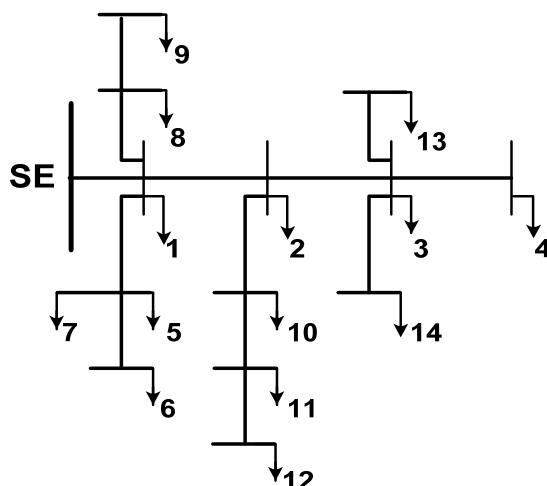


Figura 10 – Alimentador 1 (AL1) - 14 barras (DAS *et al.*, 1995)

O segundo alimentador (AL2) possui 32 barras com grande concentração de cargas nos ramais laterais (BARAN e WU, 1989). Sua topologia é mostrada na Figura 11, sendo que os respectivos dados elétricos e de taxa de falha são apresentados no Anexo B.

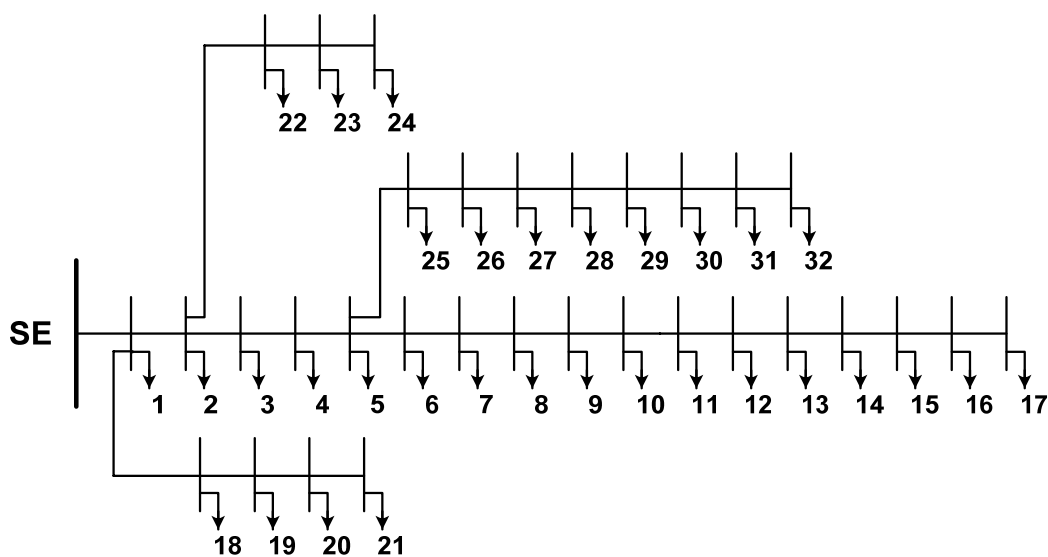


Figura 11 – Alimentador 2 (AL2) - 32 barras (BARAN e WU, 1989)

O terceiro alimentador (AL3) é o mesmo alimentador apresentado anteriormente (AL2), porém sem os ramais laterais. Somente os dados do tronco principal foram utilizados. Os carregamentos das barras foram trocados de posição para efeitos didáticos. Seus dados são apresentados no Anexo B e sua topologia é mostrada na Figura 12.

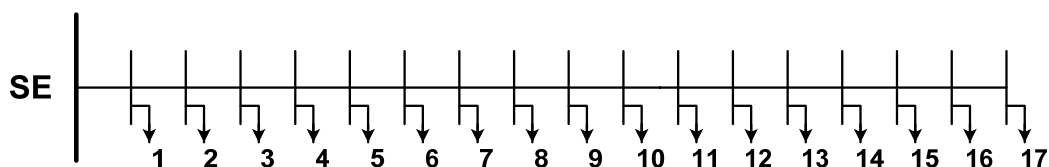


Figura 12 – Alimentador 3 (AL3) - 17 barras

Os três alimentadores podem ser vistos na Figura 13 com suas três interconexões (*tie points*) – chaves NA. Nota-se que existe uma interconexão entre o AL1 (barra 14) e o AL2 (barra 16), uma interconexão entre o AL1 (barra 12) e o AL3 (barra 17) e uma interconexão entre o AL2 (barra 32) e o AL3 (barra 6), conforme destacadas na figura.

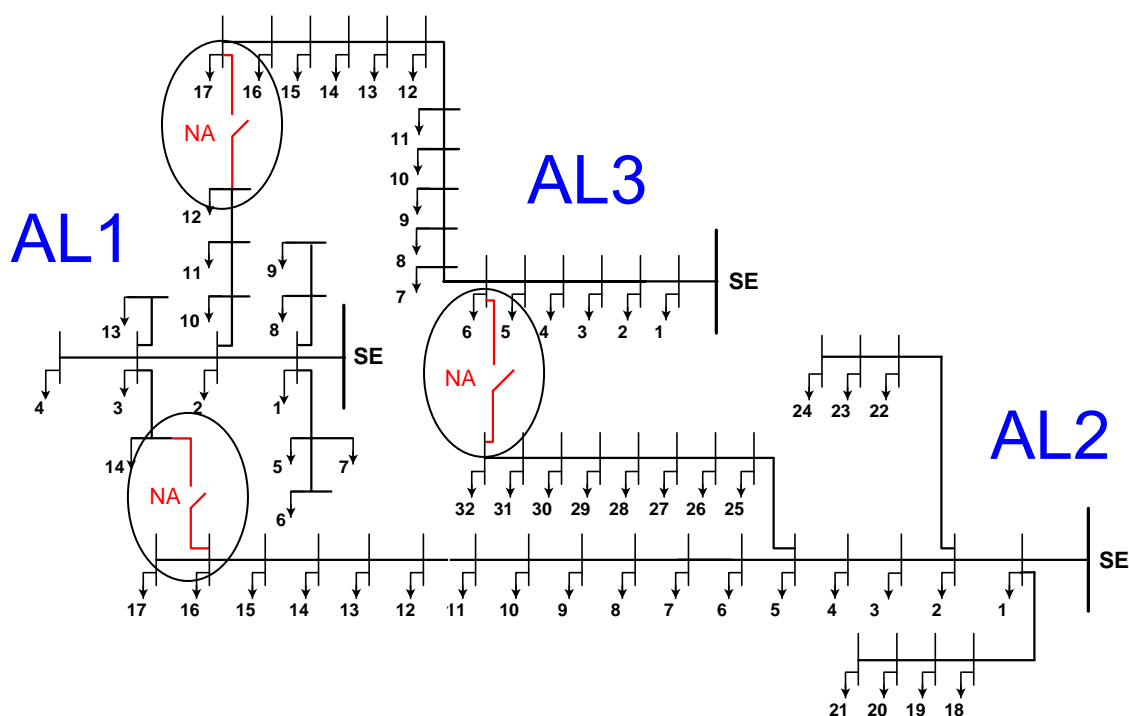


Figura 13 – Sistema Teste com suas Interconexões

4.2.1. Perfil de Tensão do Sistema Teste

Por meio de um programa computacional de fluxo de potência, pode-se obter o perfil de tensão dos três alimentadores em estudo. Verifica-se que para uma tensão nominal de 13,8 kV o Alimentador 2 (AL2) apresenta nove pontos de carga (pontos destacados com círculos abertos) com perfil de tensão abaixo do definido pela Resolução da ANEEL

Nº676 de 2003 (a qual alterou a Resolução Nº505 de 2001). Esta resolução regulamenta que o perfil de tensão para redes de distribuição entre 1 kV e 69 kV deve ser de no mínimo 0,93 p.u. e no máximo de 1,05 p.u. (ANEEL, 2003a). A Figura 14 apresenta a topologia dos três alimentadores indicando os valores de tensão em p.u. de cada barra.

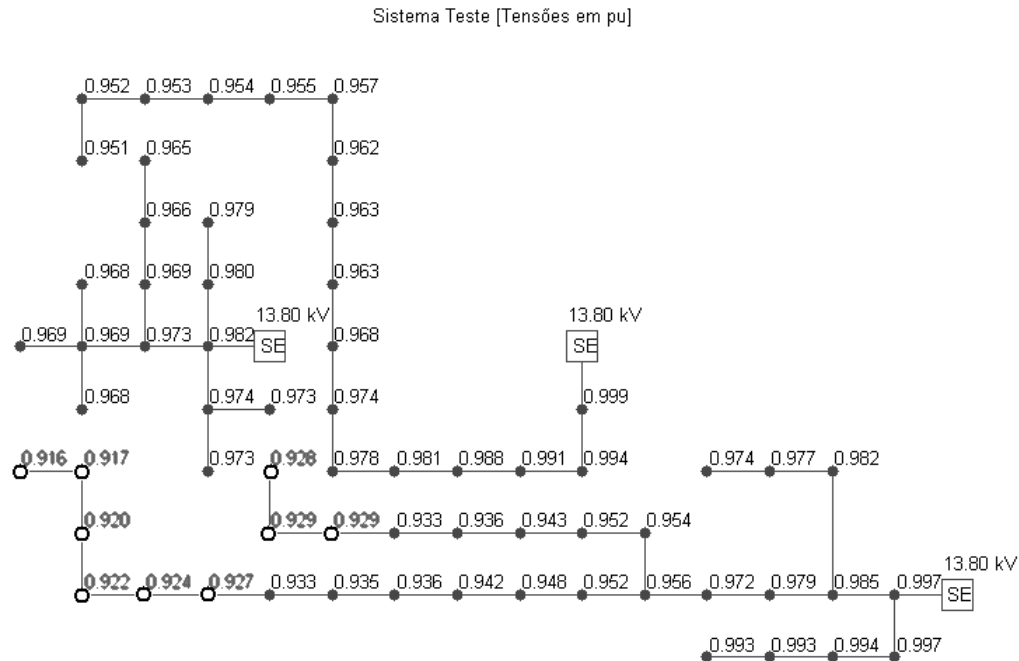


Figura 14 – Sistema Teste com suas Respectivas Tensões em p.u.

4.3. Aplicação da Metodologia

Para o teste e validação da metodologia desenvolvida, foram considerados três cenários que consistem na alocação de três novas chaves automatizadas no esquema de anel aberto, onde dois alimentadores são interligados por meio do fechamento de uma chave NA e da abertura de uma chave NF (SPERANDIO *et al.*, 2005).

- A Alocação I consiste em alocar uma chave NF no tronco principal do AL2 que poderá transferir parte de sua carga para o AL1 em caso de falta ou manobra;
- A Alocação II busca a melhor posição para a alocação de uma chave NF no ramal lateral do AL2 que está conectado com o AL3;
- Por fim, a Alocação III visa alocar uma chave NF no tronco do AL3, dado que existe uma interconexão com o AL1.

4.4. Meta do Conjunto

Primeiramente, deve-se estabelecer a meta do conjunto a ser analisado (Sistema Teste) para verificar a influência de cada alimentador nos índices do conjunto, e com isso obter as metas individuais para cada alimentador.

Arbitrariamente, foram estabelecidas as seguintes metas para o conjunto, definidas na Tabela 2.

Tabela 2 – Meta do Conjunto (Sistema Teste)

Meta do Conjunto	
FEC	11,50
DEC	25,00
ENS	76.000,00

Inicialmente aplica-se o algoritmo do Módulo de Confiabilidade para o cálculo dos índices dos alimentadores sem chave – valor atual do alimentador. Os valores individuais e do conjunto são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Valores Atuais dos Alimentadores (Sistema Teste)

	AL1	AL2	AL3	Conjunto
FEC	4,00	6,40	2,80	13,20
DEC	6,45	17,10	6,85	30,40
ENS	7.910,30	63.526,00	10.309,00	81.745,30

Pela Tabela 2 e Tabela 3, verifica-se que o Sistema Teste está violando os índices de FEC, DEC e ENS. A Tabela 4 indica a contribuição de cada alimentador nos índices do conjunto e serve para o cálculo das metas individuais de cada alimentador, que estão apontadas na Tabela 5.

Tabela 4 – Contribuição de cada Alimentador no Conjunto (Sistema Teste)

	AL1	AL2	AL3
FEC	30,3%	48,5%	21,2%
DEC	21,2%	56,3%	22,5%
ENS	9,7%	77,7%	12,6%

Tabela 5 – Metas Individuais para cada Alimentador (Sistema Teste)

Meta dos Alimentadores		
AL1	FEC	3,48
	DEC	5,30
	ENS	7.354,34
AL2	FEC	5,58
	DEC	14,06
	ENS	59.061,21
AL3	FEC	2,44
	DEC	5,63
	ENS	9.584,45

Como se pode notar pela Tabela 3 e pela Tabela 5, nenhum dos alimentadores está atendendo as metas estabelecidas. As três alocações de chaves automatizadas visam a conformidade do Alimentador 2 (AL2) e do Alimentador 3 (AL3). Nos itens a seguir são detalhadas as três alocações.

4.5. Alocação I

Na Figura 15, observa-se o Alimentador 2 (AL2), com 32 barras, e o Alimentador 1 (AL1), com 14 barras, conectados por uma chave Normalmente Aberta (NA) entre a barra 14 do AL1 e a barra 16 do AL2.

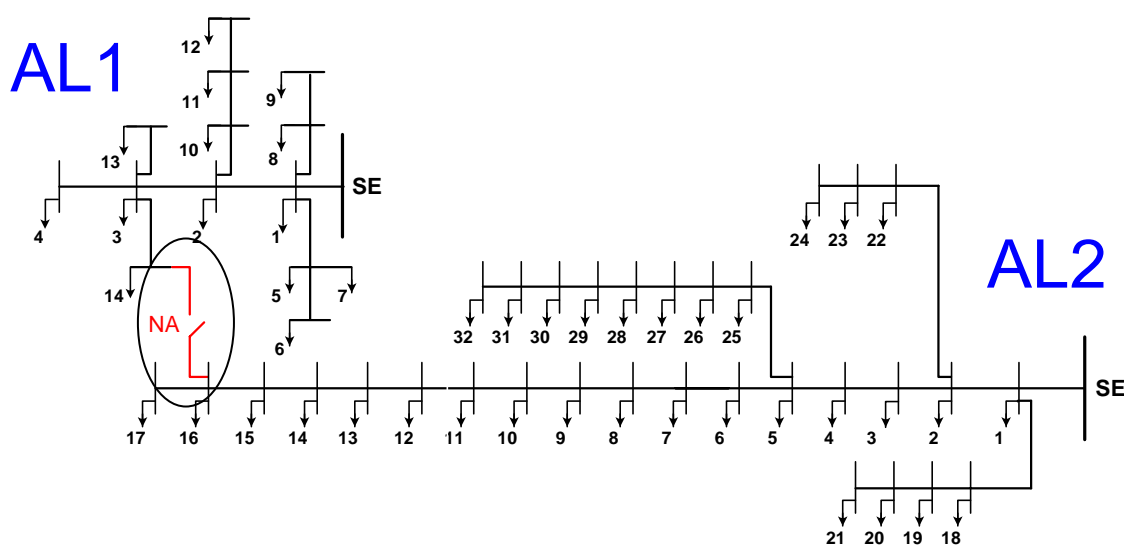


Figura 15 – Interconexão entre o AL1 e o AL2

O problema consiste em alocar uma chave automatizada no tronco principal do AL2. Para tanto o Módulo de Reconfiguração indica os pontos candidatos a receberem a chave com suas respectivas Capacidades de Transferência de Carga (CTC). Estas informações são utilizadas no Módulo de Confiabilidade, o qual calcula os valores para os critérios FEC, DEC e ENS. A seguir, no Módulo Multicritério são analisados os resultados e é determinada a alternativa mais adequada de acordo com as preferências do decisor (notas dadas aos Pontos de Vista, de acordo com o item 3.5.4).

Abaixo são detalhados os três módulos com seus respectivos resultados.

4.5.1. Módulo de Reconfiguração

O Módulo de Reconfiguração, como descrito no capítulo anterior, verifica quais barras (pontos de carga) de um alimentador podem ser desconectadas de sua subestação e transferidas ao outro alimentador, sem violação de tensão e carregamento das linhas. No caso em análise, é transferida carga do Alimentador 2 (AL2) para o Alimentador 1 (AL1) por meio da chave de interconexão descrita anteriormente, dado que os problemas de violação de tensão são encontrados no AL2.

Como resultado deste módulo tem-se, além das posições candidatas, a Capacidade de Transferência de Carga (CTC) do AL2 para o AL1. Estes valores são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Posições Candidatas e CTC para Alocação I

Barra	CTC [kW]
10	600
11	540
12	480
13	360
14	300
15	240

4.5.2. Módulo de Confiabilidade

O Módulo de Confiabilidade utiliza como dados de entrada a saída do Módulo de Reconfiguração mais os dados de rede do alimentador em análise – AL2. São necessários dados de carga, taxa de falha e tempo de reparo do trecho e número de consumidores.

Tem-se como resultado deste módulo, os índices FEC, DEC e ENS esperados do Alimentador 2. Os resultados são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Índices de Confiabilidade e Transferência de Carga para a Alocação I

	Sem Chave	10	11	12	13	14	15
FEC	6,40	5,91	5,31	5,16	5,25	5,43	5,51
DEC	17,10	6,32	5,26	10,96	14,32	14,62	14,94
ENS	63.526,00	46.877,00	47.892,00	49.161,00	50.187,00	52.747,00	54.012,00
CTC	0,00	600,00	540,00	480,00	360,00	300,00	240,00

4.5.3. Módulo Multicritério

Antes de iniciar a análise multicritério, faz-se uma análise monocritério para identificar os ótimos locais, ou seja, posições que são melhores em pelo menos um dos critérios. Tais valores são necessários para a construção da Função de Valor para cada critério. Os resultados desta análise estão resumidos na Tabela 8.

Tabela 8 – Análise Monocritério para a Alocação I

	Posição
Min. FEC	12
Min. DEC	11
Min. ENS	10
Max. CTC	10

Como se pode analisar pela Tabela 8, têm-se posições diferentes para vários critérios, dificultando a escolha da melhor alternativa. Faz-se necessária então, a aplicação de uma metodologia multicritério que leve em consideração os diversos critérios para a obtenção de uma solução global adequada.

Sob esta ótica, o Módulo Multicritério é essencial na análise dos resultados provenientes do Módulo de Reconfiguração e do Módulo de Confiabilidade. Assim, é responsável por estabelecer qual a alternativa que atende os critérios determinados de acordo com a preferência do decisor.

Para tanto, deve-se modelar a Função de Valor para cada critério, conforme estabelecido na metodologia (item 3.5.3). Primeiramente, estabelece-se o valor atual (valor sem chave) e o melhor valor obtido (resultado obtido através da otimização monocritério) para cada critério. Estes valores estão listados na Tabela 9.

Tabela 9 – Valores Atuais e Melhores Obtidos para a Alocação I

	Valor Atual	Melhor Obtido
FEC	6,40	5,16
DEC	17,10	5,26
ENS	63.526,00	46.877,00
CTC	0,00	600,00

Com os dados da Tabela 9 juntamente com os valores individuais das metas para o Alimentador 2 (AL2), monta-se a tabela de níveis de impacto e constrói-se as Funções de Valor para os quatro critérios. A Tabela 10 e a Figura 16 ilustram o caso do critério FEC. As tabelas de níveis de impacto e os gráficos das Funções de Valor para os critérios DEC, ENS e CTC são apresentados no Apêndice A.

Tabela 10 – Níveis de Impacto FEC para a Alocação I

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	5,16	10	Análise Monocritério
N3	Bom	5,30	5	5% abaixo da Meta
N2	Neutro	5,58	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	6,40	-10	Valor sem Chave

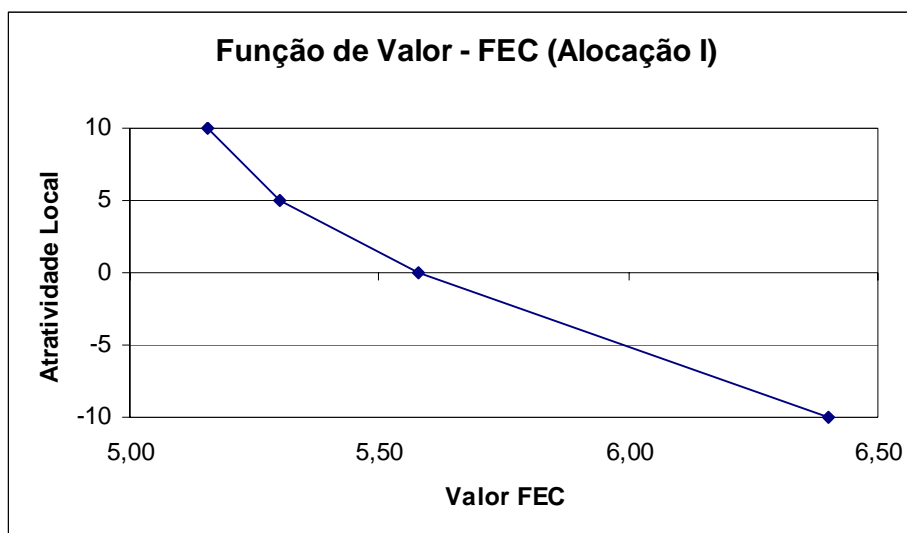


Figura 16 – Função de Valor FEC para a Alocação I

Definidos os níveis de impacto e as Funções de Valor para os quatro critérios, tem-se a atratividade local de cada critério para todas as alternativas. Para uma melhor visualização da atratividade local dos critérios, traça-se o gráfico de Perfil de Impacto contendo todas as alternativas. O gráfico de Perfil de Impacto para a Alocação I é apresentado na Figura 17.

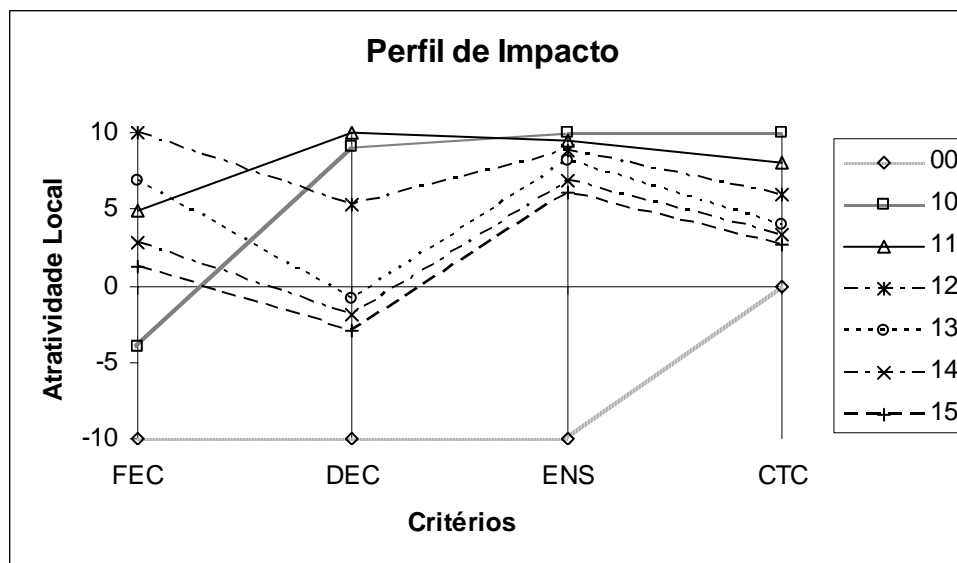


Figura 17 – Gráfico do Perfil de Impacto para a Alocação I

Como se constata na Figura 17, não é possível identificar a alternativa dominante, portanto, é necessário avaliar as alternativas por meio da expressão de agregação aditiva (Equação 3-4). Nesse sentido, deve-se obter as taxas de substituição (*trade-off*), as quais, neste estudo, são determinadas por meio do Método da Pontuação Direta, atribuindo-se notas de 0 a 10 para os Pontos de Vista e Critérios.

No entanto, como se pode notar, a alternativa sem chave (00), está totalmente abaixo das outras, indicando que esta alternativa é dominada pelas demais. Portanto, pode ser descartada já que para qualquer peso atribuído aos critérios, tal alternativa nunca será melhor em nenhum critério que as demais alternativas.

Serão simulados dois casos (A e B), sendo o primeiro com pesos iguais e o segundo com pesos diferentes para os critérios.

Caso A: Pesos Iguais

No caso da avaliação com Pesos Iguais (*Equal Weighting*), tem-se como nota o mesmo valor para todos os critérios. No presente estudo, todos receberam a nota 10 (maior grau de importância) conforme a Tabela 11. Os valores globais das alternativas podem ser vistos na Tabela 12.

Tabela 11 – Notas Dadas para os Pontos de Vista para a Alocação I-A

Pontos de Vista	Notas
- Confiabilidade	10
- <i>Continuidade</i>	10
- FEC	10
- DEC	10
- <i>Fornecimento</i>	10
- Reserva	10

Tabela 12 – Valor Global das Alternativas para a Alocação I-A

Posição	Valor Global
0	-5,00
10	8,14
11	8,23
12	7,10
13	4,80
14	3,49
15	2,66

Analisando a Tabela 12, chega-se à conclusão que a melhor alternativa (considerando o mesmo peso para todos os Pontos de Vista e critérios) é a alternativa 11, seguida pela alternativa 10 que possui um valor global levemente inferior. Por meio da Figura 18, faz-se esta comparação, onde o valor da alternativa sem chave (Posição 0) foi retirado do gráfico para uma melhor visualização.

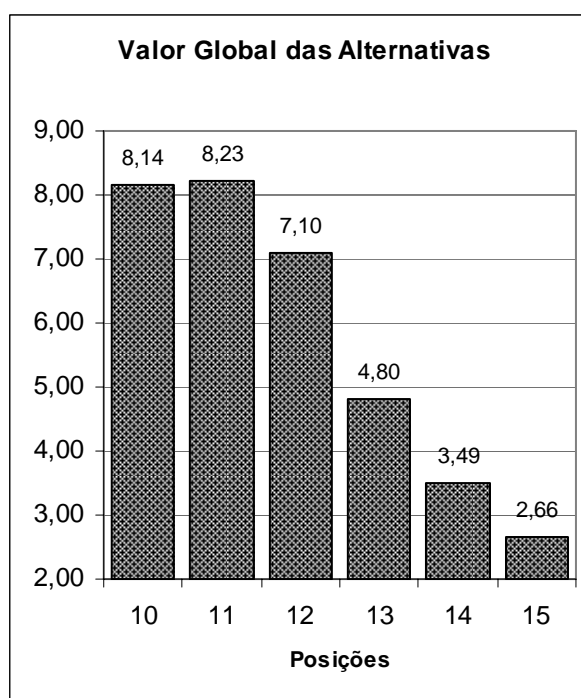


Figura 18 – Gráfico do Valor Global das Alternativas para a Alocação I-A

A Tabela 13 resume a melhoria no alimentador acarretada pela escolha da alternativa 11. Observa-se que o DEC foi o critério mais otimizado com a escolha. Tal alternativa representa o ótimo local no critério DEC, de acordo com a Tabela 8 da análise monocritério. Obteve-se uma melhoria de praticamente 70% para tal critério.

Tabela 13 – Melhoria do Alimentador para a Alocação I-A

	Sem Chave	11	Melhora
FEC	6,40	5,31	17,09%
DEC	17,10	5,26	69,23%
ENS	63.526,00	47.892,00	24,61%
CTC	0,00	540,00	+540,0kW

Caso B: Continuidade com o dobro de importância sobre o Fornecimento, FEC com o dobro de importância sobre o DEC e Reserva desconsiderada

Na Tabela 14 observam-se os valores das notas dadas para os Pontos de Vista para a Alocação I-B. Neste caso foi priorizado o Ponto de Vista Elementar “Índices de Continuidade”, com o dobro de importância sobre o Ponto de Vista Elementar “Fornecimento de Energia”, o critério FEC com o dobro de importância sobre o DEC e o Ponto de Vista Fundamental “Reserva” foi desconsiderado na análise (Nota 0). Na Tabela 15 tem-se calculado os valores globais para cada alternativa de alocação da chave.

Tabela 14 – Notas Dadas para os Pontos de Vista para a Alocação I-B

Pontos de Vista	Notas
- Confiabilidade	10
- <i>Continuidade</i>	10
- FEC	10
- DEC	5
- <i>Fornecimento</i>	5
- Reserva	0

Tabela 15 – Valor Global das Alternativas para a Alocação I-B

Posição	Valor Global
0	-10,00
10	3,59
11	7,55
12	8,53
13	5,59
14	3,09
15	1,94

Como se observa na Tabela 15, a melhor opção é a alternativa 12, seguida pela alternativa 11. Pode-se notar que os pesos influenciaram na escolha da alternativa, fazendo com que a alternativa 11 que estava em primeiro lugar, caísse para a segunda posição e a alternativa 10 que estava na segunda posição, caísse para a quarta posição na preferência. A Figura 19 ilustra os valores globais destas alternativas. Como no caso anterior, o valor sem chave (Posição 0) foi retirado do gráfico.

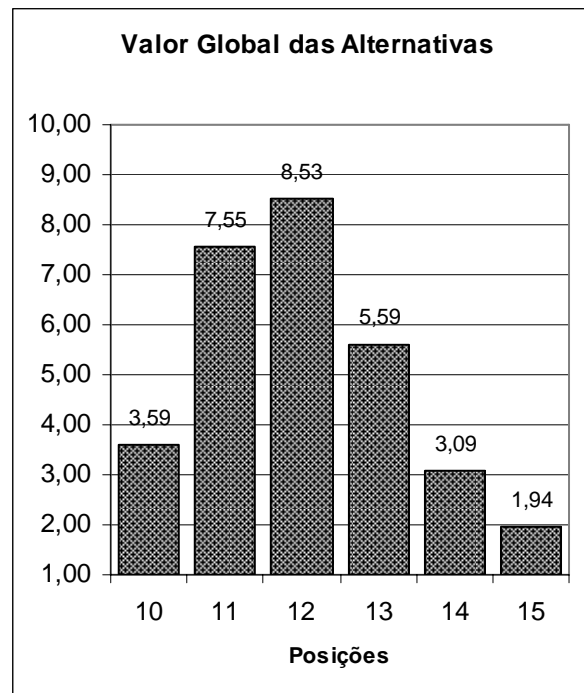


Figura 19 – Gráfico do Valor Global das Alternativas para a Alocação I-B

Na Tabela 16 tem-se a melhoria do alimentador com a instalação de uma chave automatizada na posição 12. De acordo com a Tabela 8, verifica-se que a posição 12 é a alternativa que otimiza o critério FEC (ótimo local). Obteve-se uma melhoria de praticamente 20% para este critério.

Tabela 16 – Melhoria do Alimentador para a Alocação I-B

	Sem Chave	12	Melhora
FEC	6,40	5,16	19,44%
DEC	17,10	10,96	35,90%
ENS	63.526,00	49.161,00	22,61%
CTC	0,00	480,00	+480,0kW

4.6. Alocação II

Para a segunda alocação de uma chave automatiza, considera-se a Figura 20, onde são apresentados o Alimentador 3 (AL3) e o Alimentador 2 (AL2) com uma interconexão (chave NA) entre a barra 6 do AL3 e a barra 32 do AL2.

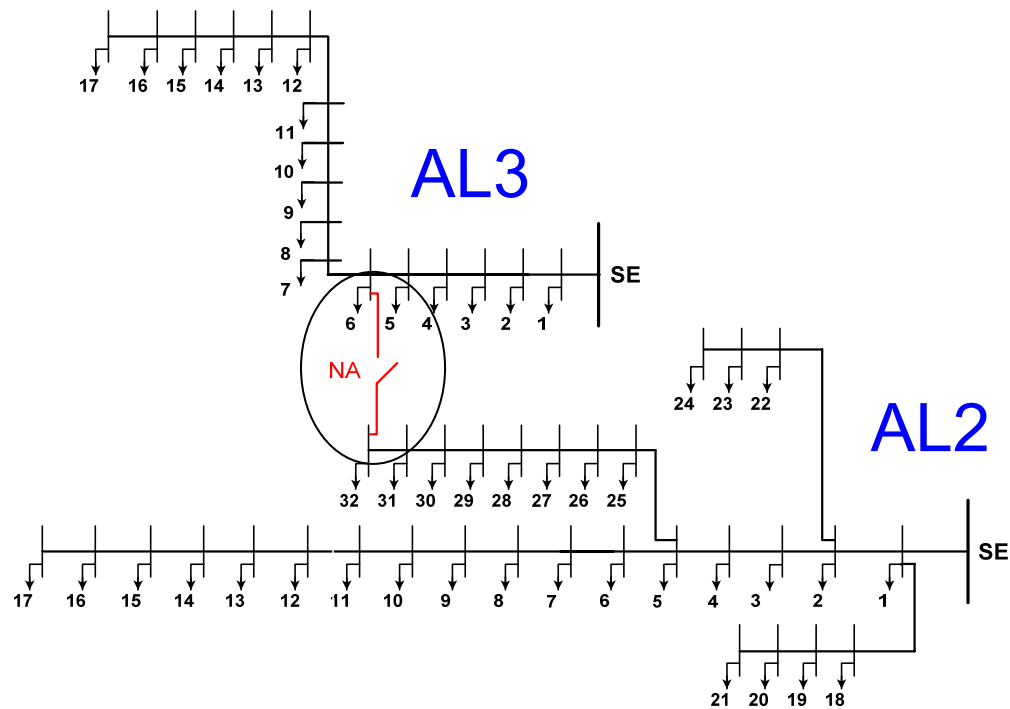


Figura 20 – Interconexão entre o AL3 e o AL2

Em caso de faltas, deseja-se transferir cargas do AL2 para o AL3, e para tanto será instalada uma chave automatizada no ramal lateral do AL2. A seguir são exibidos os resultados para os três módulos pertencentes à metodologia desenvolvida.

4.6.1. Módulo de Reconfiguração

Para a Alocação II, têm-se os resultados, apresentados na Tabela 17, para as posições candidatas a receberem uma chave automatizada com suas respectivas Capacidades de Transferência de Carga (CTC).

Tabela 17 – Posições Candidatas e CTC para Alocação II

Barra	CTC [kW]
27	740
28	620
29	420
30	270
31	60

4.6.2. Módulo de Confiabilidade

A Tabela 18 destaca os melhores resultados provenientes do Módulo de Confiabilidade, indicando os valores dos índices FEC, DEC e ENS esperados do alimentador com a instalação de uma chave automatizada nas posições indicadas.

Tabela 18 – Índices de Confiabilidade e Transferência de Carga para a Alocação II

	Sem Chave	27	28	29	30	31
FEC	6,40	5,07	5,17	5,23	6,11	6,21
DEC	17,10	10,24	10,03	10,95	15,04	15,89
ENS	63.526,00	46.540,00	46.713,00	46.126,00	55.948,00	57.805,00
CTC	0,00	740,00	620,00	420,00	270,00	60,00

4.6.3. Módulo Multicritério

A primeira parte do Módulo Multicritério consiste em realizar uma análise monocritério para identificar os ótimos locais. Assim, na Tabela 19 estão indicadas as posições que mais otimizam os diversos critérios.

Tabela 19 – Análise Monocritério para a Alocação II

	Posição
Min. FEC	27
Min. DEC	28
Min. ENS	29
Max. CTC	27

Como se pode notar na Tabela 19, existem três ótimos locais, não existindo uma alternativa dominante em relação às outras, devendo ser efetuada uma avaliação global para encontrar a alternativa que melhor expresse as necessidades do decisor.

O próximo passo na avaliação global das alternativas é a construção da Função de Valor para as quatro variáveis pertencentes ao problema, de maneira análoga à Alocação I. Na Tabela 20 e na Figura 21 é mostrada a construção da Função de Valor para o critério ENS. As tabelas de níveis de impacto e os gráficos das Funções de Valor para os critérios FEC, DEC e CTC são descritos em detalhes no Apêndice A.

Tabela 20 – Níveis de Impacto ENS para a Alocação II

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	46.126,00	10	Análise Monocritério
N3	Bom	56.108,15	5	5% abaixo da Meta
N2	Neutro	59.061,21	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	63.526,00	-10	Valor sem Chave

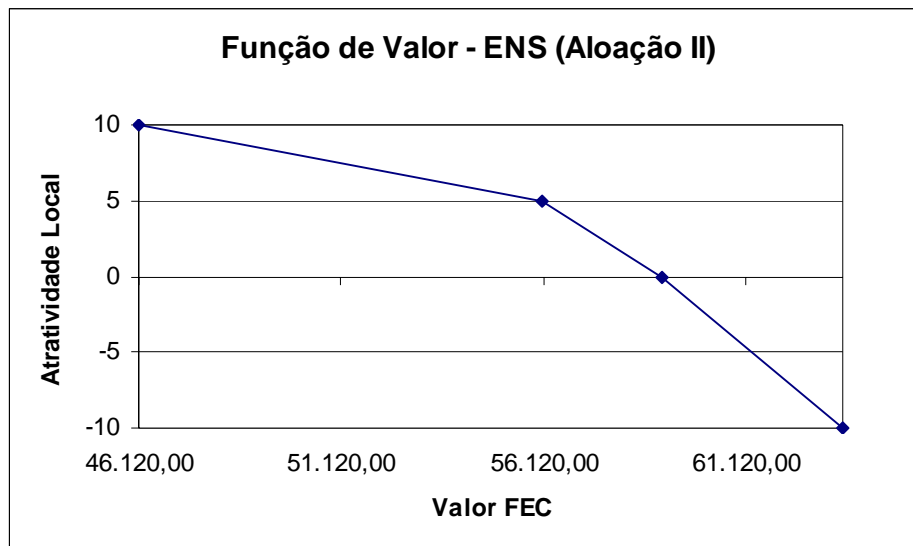


Figura 21 – Função de Valor ENS para a Alocação II

Pode-se melhor visualizar a atratividade local das alternativas para cada critério por meio do gráfico de Perfil de Impacto das alternativas, como ilustrado na Figura 22.

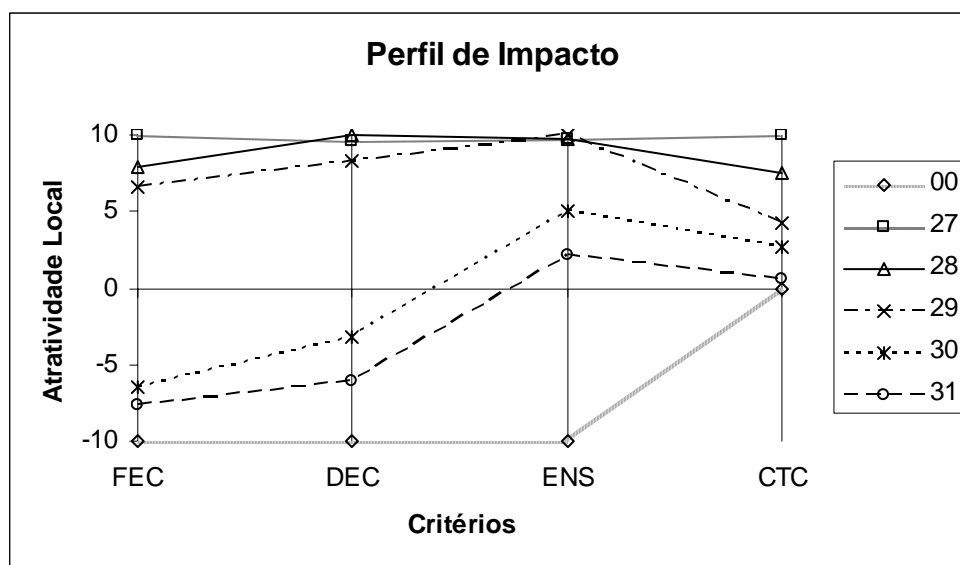


Figura 22 – Gráfico do Perfil de Impacto para a Alocação II

Deve-se agora definir as taxas de substituição dos Pontos de Vista para o cálculo do valor global de cada alternativa por meio da expressão da agregação aditiva. Novamente dois casos (C e D) serão simulados, para critérios com pesos iguais e pesos diferentes.

Caso C: Pesos Iguais

Todos os Pontos de Vista e critérios recebem a mesma nota, conforme determinado na Tabela 21. Na Tabela 22 têm-se os valores globais de cada alternativa.

Tabela 21 – Notas Dadas para os Pontos de Vista para a Alocação II-C

Pontos de Vista	Notas
- Confiabilidade	10
- Continuidade	10
- FEC	10
- DEC	10
- Fornecimento	10
- Reserva	10

Tabela 22 – Valor Global das Alternativas para a Alocação II-C

Posição	Valor Global
0	-5,00
27	9,90
28	8,41
29	6,46
30	1,40
31	-0,88

Os valores globais das alternativas podem ser melhor visualizados pela Figura 23.

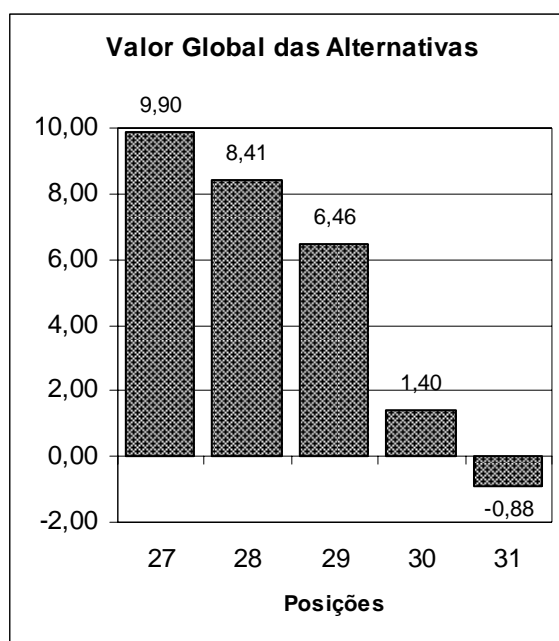


Figura 23 – Gráfico do Valor Global das Alternativas para a Alocação II-C

Conforme se pode observar na Figura 23, para o caso onde os Pontos de Vista e os critérios têm o mesmo grau de importância, a alternativa dominante corresponde à posição 27. A melhoria acarretada ao alimentador pode ser vista na Tabela 23.

Tabela 23 – Melhoria do Alimentador para a Alocação II-C

	Sem Chave	27	Melhora
FEC	6,40	5,07	20,79%
DEC	17,10	10,24	40,14%
ENS	63.526,00	46.540,00	26,74%
CTC	0,00	740,00	+740,0kW

Caso D: FEC e Reserva desconsiderados

Para o Caso D, o critério FEC e o Ponto de Vista Fundamental “Reserva” foram desconsiderados – recebem nota 0 (sem grau de importância), vide Tabela 24. Por sua vez, na Tabela 25 são listados os valores globais para cada alternativa.

Tabela 24 – Notas Dadas para os Pontos de Vista para a Alocação II-D

Pontos de Vista	Notas
- Confiabilidade	10
- Continuidade	10
- FEC	0
- DEC	10
- Fornecimento	10
- Reserva	0

Tabela 25 – Valor Global das Alternativas para a Alocação II-D

Posição	Valor Global
0	-10,00
27	9,70
28	9,85
29	9,12
30	0,92
31	-1,95

Como se pode notar pela Tabela 25 e pela Figura 24, as posições 27 e 28 trocaram de posição, sendo agora a alocação na posição 28 levemente superior à alocação na posição 27 e à posição 29, ao atender às preferências do decisor.

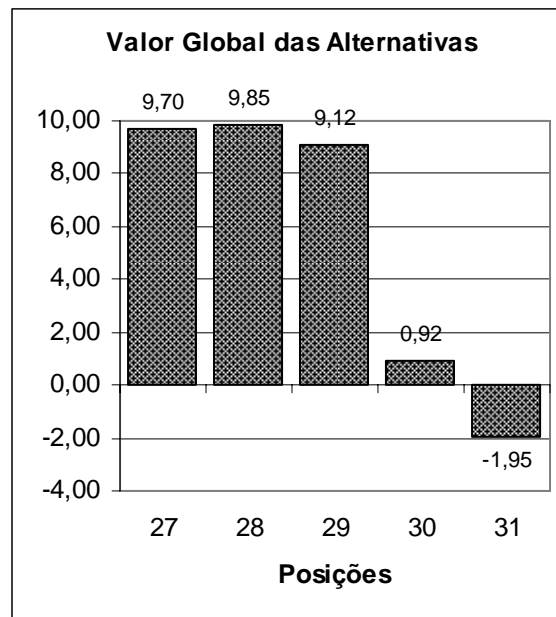


Figura 24 – Gráfico do Valor Global das Alternativas para a Alocação II-D

Como no caso da Alocação I, pôde-se verificar a grande influência exercida pelos pesos na avaliação global das alternativas. Os pesos são responsáveis pela representação das preferências do decisor sobre as alternativas. A Tabela 26 relaciona a melhoria ocasionada ao alimentador com a instalação da chave na posição 28.

Tabela 26 – Melhoria do Alimentador para a Alocação II-D

	Sem Chave	28	Melhora
FEC	6,40	5,17	19,25%
DEC	17,10	10,03	41,37%
ENS	63.526,00	46.713,00	26,47%
CTC	0,00	620,00	+620,0kW

4.7. Alocação III

Finalmente, a última alocação está ilustrada na Figura 25 que representa a topologia do Alimentador 1 (AL1) e do Alimentador 3 (AL3), com uma chave de interconexão (chave NA) entre a barra 12 do AL1 e a barra 17 do AL3.

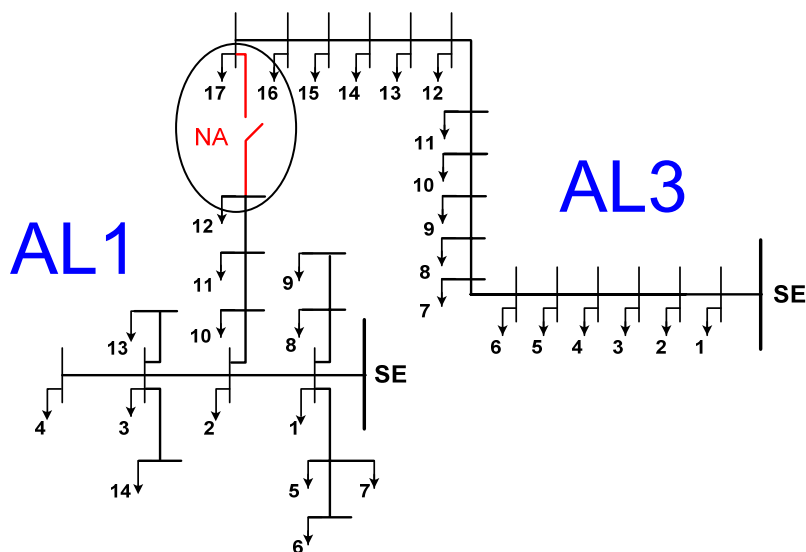


Figura 25 – Interconexão entre o AL1 e o AL3

Nesta situação, pretende-se alocar uma chave Normalmente Fechada (NF) no Alimentador 3 (AL3), para que com isso o desempenho deste alimentador não ultrapasse as metas estipuladas. Os itens a seguir descrevem os resultados obtidos em cada módulo para a Alocação III.

4.7.1. Módulo de Reconfiguração

Como resultado do Módulo de Reconfiguração, têm-se as posições candidatas e o CTC para cada posição apresentados na Tabela 27.

Tabela 27 – Posições Candidatas e CTC para Alocação III

Barra	CTC [kW]
9	525
10	465
11	420
12	360
13	300
14	180
15	120
16	60

4.7.2. Módulo de Confiabilidade

Novamente no Módulo de Confiabilidade calculam-se os indicadores FEC, DEC e ENS esperados do alimentador para as posições candidatas da Alocação III. Os valores são apresentados na Tabela 28.

Tabela 28 – Índices de Confiabilidade e Transferência de Carga para a Alocação III

	Sem Chave	11	12	13	14	15	16
FEC	2,80	2,36	2,30	2,41	2,46	2,41	2,51
DEC	6,85	3,88	3,32	3,39	3,26	3,18	3,79
ENS	10.309,00	4.399,10	4.672,00	5.503,40	5.908,50	6.585,30	7.927,30
CTC	0,00	420,00	360,00	300,00	180,00	120,00	60,00

4.7.3. Módulo Multicritério

Para a Alocação III, a análise monocritério, define as posições ótimas para cada critério, como mostrada na Tabela 29.

Tabela 29 – Análise Monocritério para a Alocação III

	Posição
Min. FEC	12
Min. DEC	15
Min. ENS	11
Max. CTC	11

Como nas alocações anteriores, não foi possível encontrar a solução dominante (posição que é melhor em todos os critérios), sendo necessária uma análise multicritério para a avaliação global das alternativas. Deve-se agora construir as Funções de Valor para os critérios. Tem-se exemplificado na Tabela 30 e na Figura 26 os níveis de impacto e a Função de Valor para o critério CTC. As Funções de Valor dos demais critérios estão detalhadas no Apêndice A.

Tabela 30 – Níveis de Impacto CTC para a Alocação III

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N3	Melhor	420,00	10	Análise Monocritério
N2	Bom	320,00	5	Valor Desejado
N1	Neutro	0,00	0	Valor sem Chave

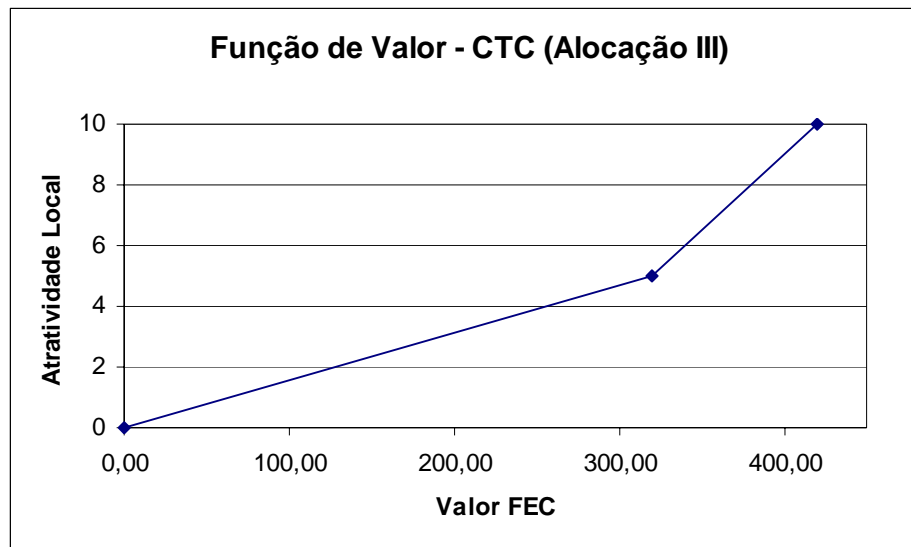


Figura 26 – Função de Valor CTC para a Alocação III

Definidas as Funções de Valor para os critérios, traça-se o gráfico de Perfil de Impacto, visto na Figura 27. Para uma melhor visualização do gráfico de Perfil de Impacto das alternativas, a alternativa sem chave foi retirada do gráfico por ser a única alternativa totalmente dominada pelas outras, sendo ela apenas que se situava abaixo da linha do neutro (valor 0).

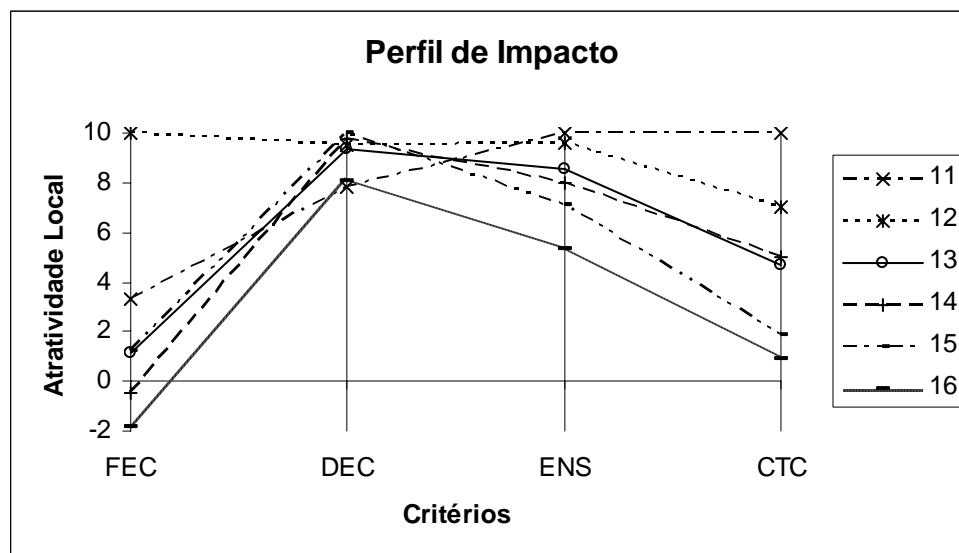


Figura 27 – Gráfico do Perfil de Impacto para a Alocação III

A seguir são simulados dois casos (E e F) com graus de importâncias diferentes entre os critérios e os Pontos de Vista.

Caso E: Pesos Iguais

Para o caso com Pesos Iguais, tem-se a Tabela 31 contendo as notas determinadas aos critérios e Pontos de Vista, e a Tabela 32 com os valores globais para cada alternativa.

Tabela 31 – Notas Dadas para os Pontos de Vista para a Alocação III-E

Pontos de Vista	Notas
- Confabilidade	10
- <i>Continuidade</i>	10
- FEC	10
- DEC	10
- <i>Fornecimento</i>	10
- Reserva	10

Tabela 32 – Valor Global das Alternativas para a Alocação III-E

Posição	Valor Global
0	-5,00
11	8,90
12	8,35
13	5,78
14	5,66
15	4,11
16	2,57

Na Figura 28 visualiza-se os valores globais de cada alternativa. Observa-se que a alternativa que melhor representa o caso com pesos iguais é a alternativa 11 seguida pela alternativa 12, com valor global levemente inferior.

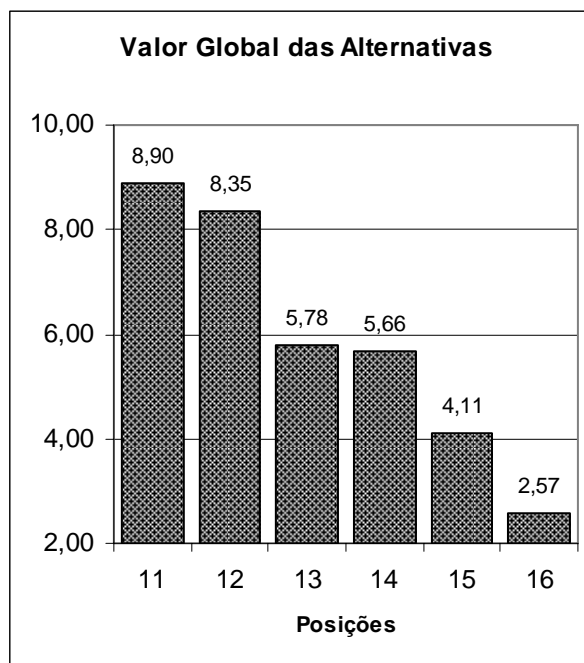


Figura 28 – Gráfico do Valor Global das Alternativas para a Alocação III-E

Na Tabela 33, verifica-se a melhoria introduzida ao alimentador devido à instalação de uma chave NF na posição 11.

Tabela 33 – Melhoria do Alimentador para a Alocação III-E

	Sem Chave	11	Melhora
FEC	2,80	2,36	15,78%
DEC	6,85	3,88	43,43%
ENS	10.309,00	4.399,10	57,33%
CTC	0,00	420,00	+420,0kW

Caso F: Reserva desconsiderada

O Caso F representa o cenário onde é desconsiderando o Ponto de Vista Fundamental “Reserva”, o qual teve como nota atribuída 0 (sem grau de importância). A Tabela 34 apresenta as notas atribuídas aos critérios e Pontos de Vista e a Tabela 35 mostra os valores globais calculados para cada alternativa.

Tabela 34 – Notas Dadas para os Pontos de Vista para a Alocação III-F

Pontos de Vista	Notas
- Confiabilidade	10
- <i>Continuidade</i>	10
- FEC	10
- DEC	10
- <i>Fornecimento</i>	10
- Reserva	0

Tabela 35 – Valor Global das Alternativas para a Alocação III-F

Posição	Valor Global
0	-10,00
11	7,79
12	9,70
13	6,88
14	6,32
15	6,35
16	4,20

A alternativa que melhor representa as preferências do decisor, ou seja, não considera o Ponto de Vista “Reserva”, é a posição 12, conforme pode ser constatado na Figura 29. Verifica-se que tal alternativa tem valor global muito superior à segunda posição, ocupada pela posição 11.

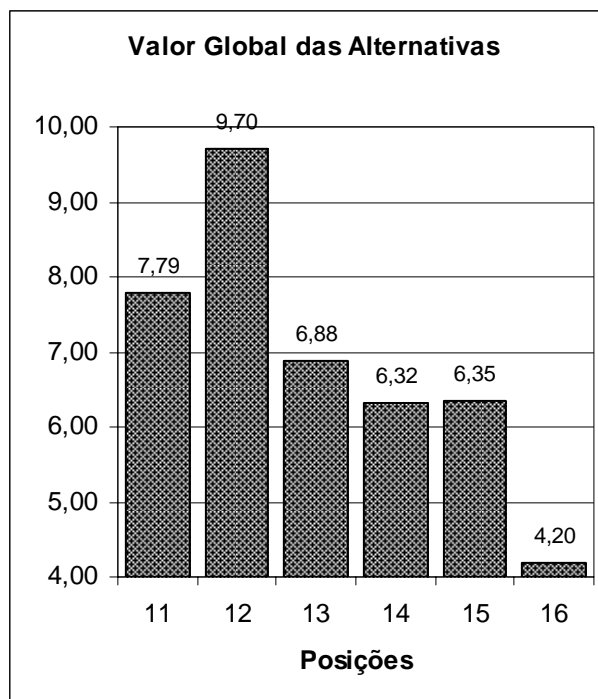


Figura 29 – Gráfico do Valor Global das Alternativas para a Alocação III-F

Na Tabela 36 visualiza-se a melhoria promovida pela instalação de uma chave automatizada na posição 12.

Tabela 36 – Melhoria do Alimentador para a Alocação III-F

	Sem Chave	12	Melhora
FEC	2,80	2,30	17,79%
DEC	6,85	3,32	51,51%
ENS	10.309,00	4.672,00	54,68%
CTC	0,00	360,00	+360,0kW

4.8. Análise do Conjunto

Analizando os casos B (Alocação I), D (Alocação II) e F (Alocação III) como referência, cada qual com seus pesos definidos pelo decisor, pode-se calcular a melhoria acarretada ao conjunto. A Tabela 37 discrimina, para cada alimentador, as posições onde foram alocadas as chaves e os valores para os índices proporcionados por essa alocação. A variável CTC não é um índice a ser considerado para efeitos de penalização, mas sim para mensurar a capacidade de carga que um alimentador possui para transferir para outro alimentador em caso de faltas ou manobras.

Tabela 37 – Índices após a Alocação das Chaves Automatizadas

	AL1 s/ chave	AL2 12 e 28	AL3 12	Índices do Conjunto
FEC	4,00	3,92	2,30	10,22
DEC	7,45	5,73	3,32	16,50
ENS	9.136,68	35.412,00	4.672,00	49.220,68
CTC	0,00	480,00	360,00	840,00

A Tabela 38 compara os índices do conjunto antes e depois da alocação das três chaves automatizadas, indicando a melhoria obtida. Observa-se que o conjunto não viola mais a meta estipulada para nenhum dos índices, garantindo ainda uma folga grande para os índices DEC (34%) e ENS (35%).

Tabela 38 – Comparação entre os Índices Antes e Depois das Alocações

	Índices do Conjunto antes das Alocações	Metas Estipuladas	Índices do Conjunto depois das Alocações	Melhora Acarretada	Folga nos Índices
FEC	13,20	11,50	10,22	22,56%	11,11%
DEC	30,40	25,00	16,50	45,72%	33,99%
ENS	81.745,30	76.000,00	49.220,68	39,79%	35,24%

4.9. Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os dados do Sistema Teste e os resultados obtidos com a aplicação da metodologia desenvolvida. Foi analisada a melhoria obtida em cada alimentador e no conjunto ocorrida com as instalações das chaves automatizadas nas posições propostas pela metodologia nas três alocações. Verificou-se que após a alocação, os índices permaneceram abaixo das metas estipuladas, evitando-se assim o pagamento de multas, e melhor atendendo o consumidor.

Capítulo 5

Estudo de Caso

5.1. Introdução

Com a finalidade de se efetuar um estudo de caso de um sistema real, a metodologia de alocação de chaves automatizadas em redes de distribuição foi aplicada em um sistema, composto por dois alimentadores, cujos dados estão baseados nas configurações e registros de falhas, manobras e manutenção de uma concessionária de distribuição de energia elétrica. São apresentados os resultados da aplicação da metodologia neste sistema, assim como as comparações dos índices antes e depois das alocações, ressaltando a melhoria introduzida ao conjunto.

5.2. Sistema em Análise

A metodologia desenvolvida é demonstrada neste trabalho de dissertação em um sistema baseado em alimentadores reais da distribuidora de energia CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina). O sistema consiste em dois alimentadores conectados entre si por uma chave Normalmente Aberta (NA) na última barra do tronco principal de cada alimentador. O Alimentador 1 (AL1) e o Alimentador 2 (AL2) possuem 16 barras e 32 barras, respectivamente.

A topologia do sistema é apresentada na Figura 30. Os dados elétricos de rede – carga, número de consumidores, taxa de falha e tempo de reparo por trecho, são apresentados no Anexo C.

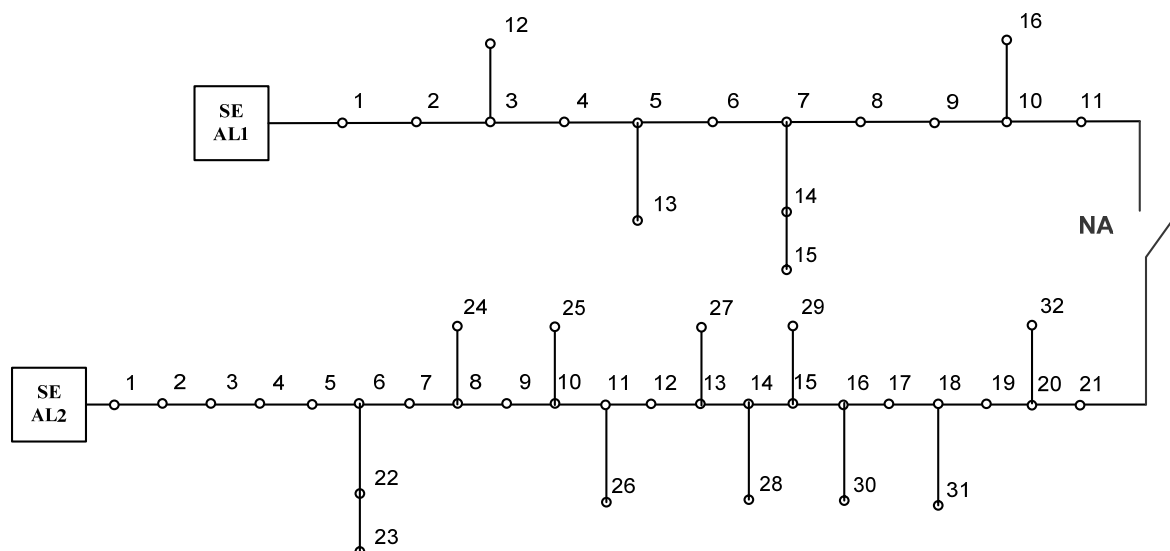


Figura 30 – Topologia do Sistema em Análise

5.2.1. Perfil de Tensão do Sistema

A Figura 31 mostra a topologia dos dois alimentadores indicando os valores de tensão em p.u. de cada barra, obtidos por meio de um programa computacional de fluxo de potência. A tensão nominal do sistema é 13,8 kV.

Sistema com AL1 e AL2 [Tensões em pu]

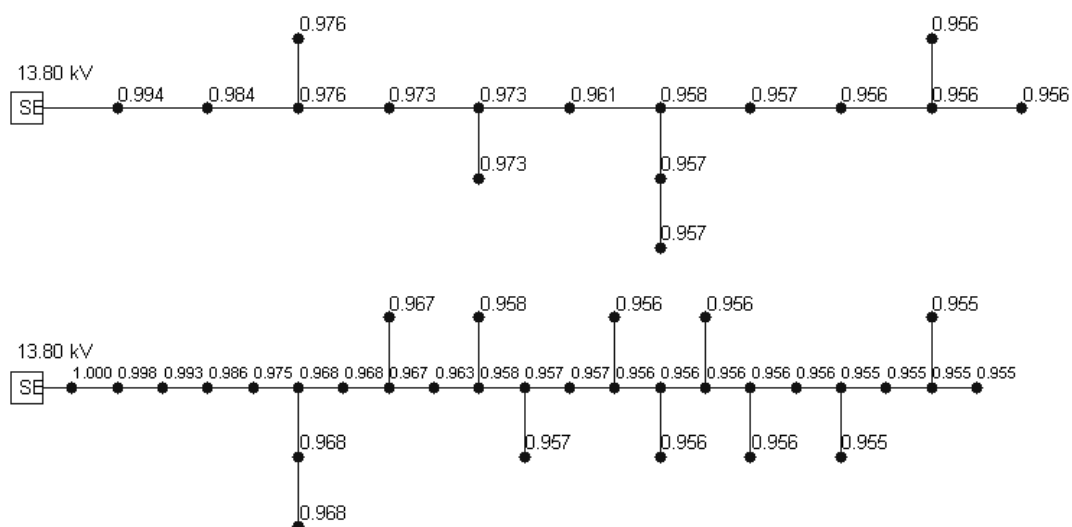


Figura 31 – Sistema em Análise com suas Respectivas Tensões em p.u.

5.3. Aplicação da Metodologia

O problema a ser resolvido consiste na alocação de duas chaves automatizadas, uma em cada alimentador, situadas no tronco principal dos mesmos. Para tanto é aplicada a metodologia de alocação de chaves automatizadas, a partir de seus três módulos – Módulo de Reconfiguração, Módulo de Confiabilidade e Módulo Multicritério.

5.3.1. Metas dos Alimentadores

As metas de continuidade dos índices FEC, DEC e ENS, estipuladas para a construção do problema para o conjunto em estudo, são fornecidas na Tabela 39. A variável CTC, como já mencionado, não possui meta definida.

Tabela 39 – Meta do Conjunto (Estudo de Caso)

Meta do Conjunto	
FEC	39,00
DEC	65,00
ENS	368.000,00

Os valores atuais (valores antes da alocação de uma chave automatizada) dos índices são apresentados na Tabela 40, sendo que a Tabela 41 mostra a contribuição dos dois alimentadores para cada um dos índices analisados.

Tabela 40 – Valores Atuais dos Alimentadores (Estudo de Caso)

	AL1	AL2	Conjunto
FEC	7,55	35,04	42,59
DEC	30,25	42,29	72,53
ENS	186.370,00	217.050,00	403.420,00

Tabela 41 – Influência de cada Alimentador no Conjunto (Estudo de Caso)

	AL1	AL2
FEC	17,73%	82,27%
DEC	41,70%	58,30%
ENS	46,20%	53,80%

A partir dos dados fornecidos pela Tabela 39, pela Tabela 40 e pela Tabela 41, efetua-se a distribuição da meta de todo o conjunto entre os alimentadores, obtendo-se os valores de metas individuais para cada alimentador pertencente ao conjunto. Tais valores são apresentados na Tabela 42.

Tabela 42 – Metas Individuais para cada Alimentador (Estudo de Caso)

Meta dos Alimentadores		
AL1	FEC	6,91
	DEC	27,11
	ENS	170.006,84
AL2	FEC	32,09
	DEC	37,89
	ENS	197.993,16

Comparando a Tabela 40 com a Tabela 42, verifica-se que os alimentadores estão violando as metas para os três índices – FEC, DEC e ENS. A seguir são apresentados os resultados provenientes da aplicação da metodologia.

5.3.2. Módulo de Reconfiguração

Primeiramente, executa-se o Módulo de Reconfiguração, o qual identifica as posições candidatas a receberem uma chave e calcula a Capacidade de Transferência de Carga (CTC) para cada posição candidata. O resultado de tal módulo é apresentado para o AL1 na Tabela 43 e para o AL2 na Tabela 44.

Tabela 43 – Módulo de Reconfiguração – AL1

Posição	CTC [kW]
8	1282,70
9	1061,90
10	643,71

Tabela 44 – Módulo de Reconfiguração – AL2

Posição	CTC [kW]
12	2389,10
13	1838,70
14	1563,10
15	1371,30
16	784,32
17	534,49
18	374,96
19	230,91
20	230,91

5.3.3. Módulo de Confiabilidade

Os resultados provenientes do Módulo de Reconfiguração são inseridos no Módulo de Confiabilidade, que juntamente com os dados de rede dos alimentadores, calcula para cada posição candidata o valor correspondente dos indicadores FEC, DEC e ENS, tal como mostrado na Tabela 45 para o AL1 e na Tabela 46 para o AL2.

Tabela 45 – Módulo de Confiabilidade – AL1

	FEC	DEC	ENS	CTC
Sem Chave	7,55	30,25	186.370,00	0,00
8	4,43	15,03	98.034,00	1.282,70
9	4,74	16,63	99.617,00	1.061,90
10	7,14	27,27	163.310,00	643,71

Tabela 46 – Módulo de Confiabilidade – AL2

	FEC	DEC	ENS	CTC
Sem Chave	35,04	42,29	217.050,00	0,00
12	18,96	21,79	129.460,00	2.389,10
13	19,48	21,74	126.060,00	1.838,70
14	19,59	21,61	124.890,00	1.563,10
15	19,86	21,47	122.130,00	1.371,30
16	21,14	21,69	117.400,00	784,32
17	22,86	24,45	128.800,00	534,49
18	24,37	25,20	132.100,00	374,96
19	24,99	25,30	131.520,00	230,91
20	34,27	41,97	215.270,00	230,91

5.3.4. Módulo Multicritério

Por meio da análise monocritério, identifica-se qual alternativa implica no melhor valor para um determinado critério (minimizar no caso do FEC, DEC e ENS e maximizar no caso do CTC). Para o AL1 e para o AL2 obtêm-se os seguintes resultados, apresentados na Tabela 47 e na Tabela 48.

Tabela 47 – Análise Monocritério – AL1

	Ramo
Min FEC	8
Min DEC	8
Min ENS	8
Max CTC	8

Tabela 48 – Análise Monocritério – AL2

	Ramo
Min FEC	12
Min DEC	15
Min ENS	16
Max CTC	12

Como se pode observar na Tabela 47, todos os critérios do AL1 apontam para a mesma alternativa, obtendo-se assim a resposta ótima para o problema – existe uma alternativa que domina todas as outras. No caso do AL2, obtiveram-se três respostas para as quatro alternativas, não sendo possível uma escolha imediata, sendo portanto, necessária uma análise multicritério que leve em consideração todos os critérios simultaneamente.

Deve-se, então, modelar a Função de Valor para cada critério, que no presente estudo consiste de uma função linear por partes com três ou quatro níveis de impacto (referências) definidos.

São obtidas quatro Funções de Valor para cada alimentador, uma para cada critério – FEC, DEC, ENS e CTC. A Tabela 49 e a Figura 32 apresentam a modelagem da Função de Valor do critério FEC para o Alimentador 1 (AL1) e a Tabela 50 e a Figura 33 do critério DEC para o Alimentador 2 (AL2). As demais Funções de Valor para o AL1 e para o AL2 são apresentadas no Apêndice B.

Tabela 49 – Níveis de Impacto FEC para o Alimentador 1 (AL1)

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	4,43	10	Análise Monocritério
N3	Bom	6,22	5	10% abaixo da Meta
N2	Neutro	6,91	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	7,55	-10	Valor sem Chave

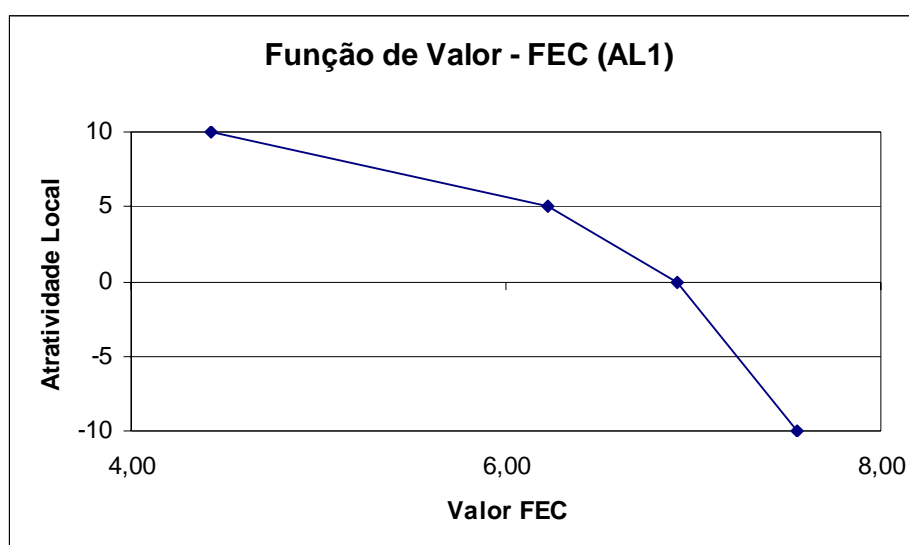


Figura 32 – Função de Valor FEC para o Alimentador 1 (AL1)

Tabela 50 – Níveis de Impacto DEC para o Alimentador 2 (AL2)

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	21,47	10	Análise Monocritério
N3	Bom	34,10	5	10% abaixo da Meta
N2	Neutro	37,89	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	42,29	-10	Valor sem Chave

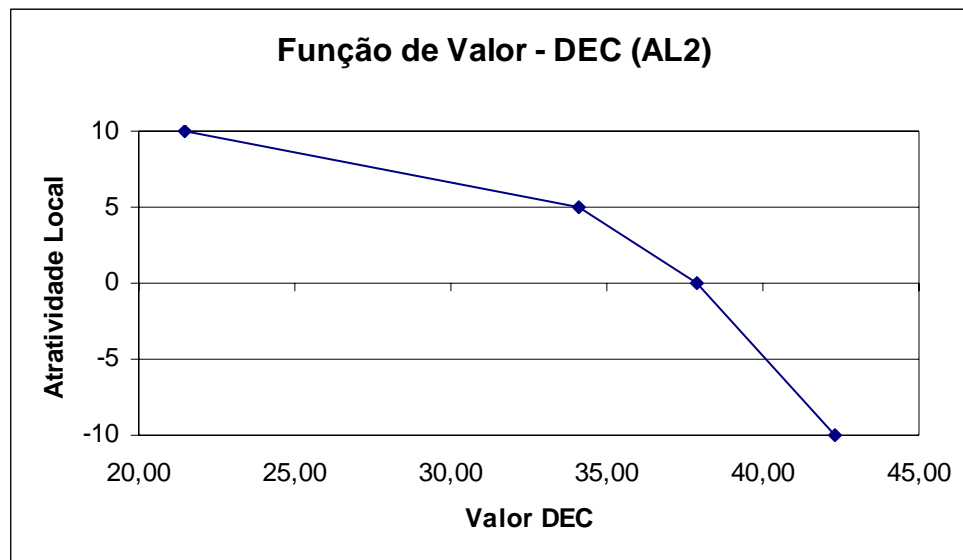


Figura 33 – Função de Valor DEC para o Alimentador 2 (AL2)

Para melhor visualização da atratividade local dos critérios, traça-se o gráfico de Perfil de Impacto contendo todas as alternativas. Os gráficos de Perfil de Impacto para o AL1 e para o AL2 podem ser vistos na Figura 34 e na Figura 35, respectivamente.

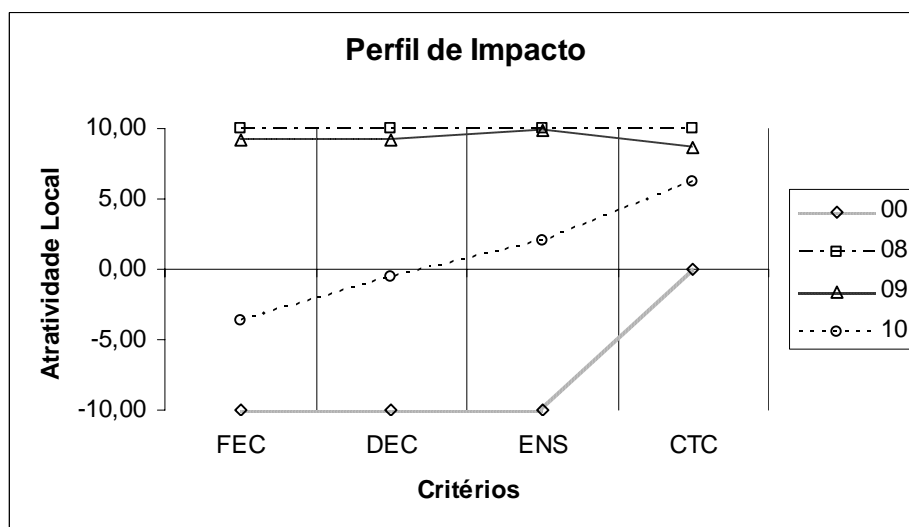


Figura 34 – Gráfico de Perfil de Impacto – AL1

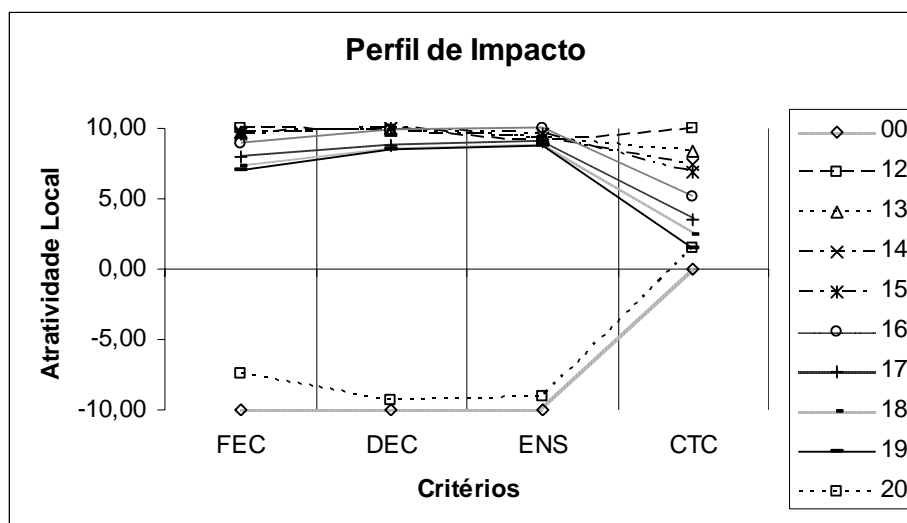


Figura 35 – Gráfico de Perfil de Impacto – AL2

Como se observa na Figura 34, a posição 8 é dominante em relação às outras alternativas, ou seja, não importa o peso atribuído a cada critério, tal alternativa sempre será a “vencedora”. Obtêm-se assim a resposta ótima do problema sem a necessidade de mais análises, comprovando os resultados obtidos pela análise monocritério – Tabela 47. A Tabela 51 mostra a melhoria acarretada ao AL1 devido à instalação de uma chave automatizada na posição 8.

Tabela 51 – Melhoria do AL1

	Sem Chave	8	Melhora
FEC	7,55	4,43	41,36%
DEC	30,25	15,03	50,32%
ENS	186.370,00	98.034,00	47,40%
CTC	0,00	1.282,70	+1.282,7kW

Na Figura 35, referente ao AL2, nota-se que existem duas alternativas totalmente dominadas pelas outras, que são as alternativas 20 e “sem chave” (posição 0), podendo ser descartadas da análise.

Assim, deve-se atribuir notas para os Pontos de Vista e para os critérios para a obtenção das taxas de substituição, a fim de definir a melhor alternativa entre as outras oito posições. Serão simulados dois casos (A e B), sendo o primeiro com pesos iguais para os Pontos de Vista e critérios, e o segundo com diferenças nos pesos, para mostrar a importância dos mesmos no resultado “ótimo” (aquele que melhor representa as preferências do decisor).

Caso A: Pesos Iguais

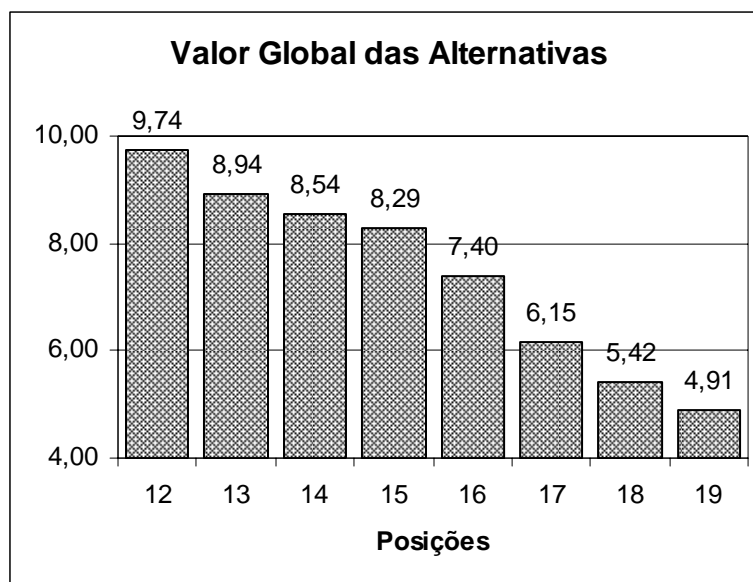
O caso de Pesos Iguais é demonstrado na Tabela 52. Tal atitude do decisor indica que o mesmo grau de importância foi atribuído para todos os Pontos de Vista e critérios. Utilizando a expressão da agregação aditiva, encontram-se os valores globais para cada alternativa. Para o Caso A, tem-se os valores na Tabela 53, e os mesmo valores representados em forma de gráfico na Figura 36.

Tabela 52 – Notas Atribuídas para os Pontos de Vista para o Caso A

Pontos de Vista	Notas
- Confiabilidade	10
- <i>Continuidade</i>	10
- FEC	10
- DEC	10
- <i>Fornecimento</i>	10
- Reserva	10

Tabela 53 – Valor Global das Alternativas para o Caso A

Posição	Valor Global
12	9,74
13	8,94
14	8,54
15	8,29
16	7,40
17	6,15
18	5,42
19	4,91

**Figura 36 – Gráfico do Valor Global das Alternativas para o Caso A**

Pode-se observar pela Figura 36 que a melhor alternativa para o caso é a posição 12, que de acordo com a análise monocritério (Tabela 48), é a alternativa que minimiza o critério FEC e máxima o critério CTC. Na Tabela 54 são apresentadas as melhorias nos índices ocasionadas pela alocação de uma chave automatizada na posição 12.

Tabela 54 – Melhoria do Alimentador para o Caso A

	Sem Chave	12	Melhora
FEC	35,04	18,96	45,88%
DEC	42,29	21,79	48,48%
ENS	217.050,00	129.460,00	40,35%
CTC	0,00	2.389,10	+2.389,1kW

Caso B: Pesos Diferentes

Tem-se agora uma variação nas notas atribuídas para os Pontos de Vista. Para o índice FEC foi atribuído metade do grau de importância em relação ao índice DEC, para o Ponto de Vista Elementar “Fornecimento” foi atribuído metade do grau de importância em relação ao Ponto de Vista Elementar “Continuidade” e o Ponto de Vista Fundamental “Reserva” foi desconsiderado, conforme Tabela 55.

Novamente, utiliza-se a expressão da agregação aditiva para encontrar os valores globais das alternativas. Pode-se notar que houve uma mudança significativa nos valores globais do Caso B em relação ao Caso A, como se observa na Tabela 56 e na Figura 37.

Tabela 55 – Notas Atribuídas para os Pontos de Vista para o Caso B

Pontos de Vista	Notas
- Confiabilidade	10
- <i>Continuidade</i>	10
- FEC	5
- DEC	10
- <i>Fornecimento</i>	5
- Reserva	0

Tabela 56 – Valor Global das Alternativas para o Caso B

Posição	Valor Global
12	9,61
13	9,66
14	9,70
15	9,77
16	9,72
17	8,73
18	8,34
19	8,26

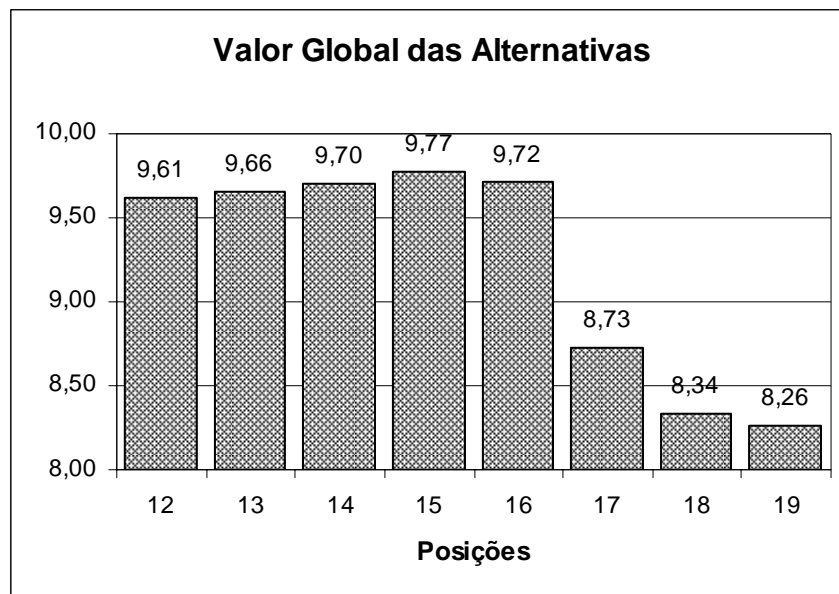


Figura 37 – Gráfico do Valor Global das Alternativas para o Caso B

Obtem-se agora uma nova alternativa que melhor representa as necessidades do decisor – alternativa 15, seguida da alternativa 16 e da alternativa 14, demonstrando a importância das notas na escolha final da posição a ser alocada a chave automatizada. A Tabela 57 apresenta a melhoria do alimentador com a instalação de uma chave automatizada na posição 15.

Tabela 57 – Melhoria do Alimentador para o Caso B

	Sem Chave	15	Melhora
FEC	35,04	19,86	43,33%
DEC	42,29	21,47	49,22%
ENS	217.050,00	122.130,00	43,73%
CTC	0,00	1.371,30	+1.371,3kW

5.3.5. Análise do Conjunto

Considerando a instalação de uma chave na posição 8 do Alimentador 1 (AL1) e uma chave na posição 15 do Alimentador 2 (AL2), calculam-se os novos índices para o conjunto, conforme mostrado na Tabela 58.

Tabela 58 – Índices após a Alocação das Chaves Automatizadas

	AL1 8	AL2 15	Índices do Conjunto
FEC	4,43	19,86	24,29
DEC	15,03	21,47	36,50
ENS	98.034,00	122.130,00	220.164,00
CTC	1.282,70	1.371,30	2.654,00

A Tabela 59 faz a comparação entre os índices do conjunto antes e depois das duas alocações realizadas. Observa-se que o conjunto não viola mais as metas estipuladas para nenhum dos índices, garantindo folgas na ordem de 40% para os índices FEC, DEC e ENS.

Tabela 59 – Comparação entre os Índices Antes e Depois das Alocações

	Índices do Conjunto antes das Alocações	Metas Estipuladas	Índices do Conjunto depois das Alocações	Melhora Acarretada	Folga nos Índices
FEC	42,59	39,00	24,29	42,98%	37,73%
DEC	72,53	65,00	36,50	49,68%	43,85%
ENS	403.420,00	368.000,00	220.164,00	45,43%	40,17%

5.4. Conclusão

Neste capítulo a metodologia desenvolvida foi aplicada em um sistema composto por dois alimentadores baseados em dados reais da distribuidora de energia do estado de Santa Catarina – CELESC. Foram apresentadas as melhorias acarretadas aos alimentadores com a instalação das duas chaves automatizadas e feita uma comparação com as metas estipuladas para o conjunto. Os resultados obtidos apontam para a necessidade de se aplicar, atualmente, metodologias de otimização que consideram múltiplos critérios simultaneamente.

Capítulo 6

Conclusões e Sugestões

6.1. Introdução

Neste capítulo são apresentadas e discutidas as conclusões referentes à metodologia multicritério de apoio à decisão desenvolvida e também são apontadas sugestões para a realização de trabalhos futuros, sejam continuações deste trabalho ou desenvolvimentos paralelos a este.

6.2. Conclusões

Em um ambiente cada vez mais competitivo no setor elétrico, as crescentes exigências de maior confiabilidade e qualidade no atendimento aos consumidores são uma realidade dos dias atuais. Neste sentido, a alocação de chaves automatizadas se revela como uma estratégia de grande valia no planejamento e operação dos sistemas de distribuição.

Este trabalho teve como finalidade o desenvolvimento de uma metodologia multicritério de apoio à decisão, utilizando diversas ferramentas computacionais, com o objetivo de alocar chaves automatizadas, levando em consideração as necessidades e preferências do decisor.

Por meio de um Sistema Teste, composto por alimentadores retirados da literatura internacional e de um Estudo de Caso, composto por dois alimentadores baseados em dados reais de uma concessionária brasileira, foi possível demonstrar a funcionalidade da metodologia desenvolvida e a influência do decisor sobre os resultados obtidos, permitindo incorporar ao processo decisório as opções estratégicas da alta gerência das empresas.

Verificou-se a melhoria alcançada nos índices de confiabilidade e continuidade, garantindo assim que os conjuntos em análise não ultrapassassem as metas estipuladas pelo órgão regulador e fossem penalizados pelo seu desempenho.

Analisou-se a possibilidade de manobras entre alimentadores, assegurando assim que uma parte da carga fosse atendida em caso de uma falta no alimentador, e no caso inverso, onde a falta ocorre após a chave, a falta é isolada e o restante do alimentador continua a operar normalmente.

A metodologia ainda permite realizar um estudo do sistema, relacionado à transferência de cargas entre alimentadores ou de redução de perdas, transferindo parte da carga para um outro alimentador que esteja mais aliviado, melhorando o perfil de tensão dos consumidores e carregamento das linhas.

A metodologia proposta foi desenvolvida com a finalidade de interagir com o especialista, garantindo resultados que estejam de acordo com a política da concessionária, que deve atender satisfatoriamente seus consumidores, e não violar as metas impostas pela agência reguladora.

Foi utilizada uma metodologia multicritério com o objetivo de considerar simultaneamente diversos critérios, escolhidos em função da necessidade de verificar seus impactos na alocação. Os critérios de continuidade, DEC e FEC, são utilizados principalmente devido às metas estipuladas pelo órgão regulador que devem ser cumpridas pela concessionária, e que caso não sejam cumpridas, multas pesadas são aplicadas proporcionalmente aos valores ultrapassados. O indicador Energia Não Suprida (ENS) tem grande importância comercial, sendo este o índice que representa o montante de energia que a empresa deixou de vender devido à falta de fornecimento de energia elétrica em seu sistema. A variável Capacidade de Transferência de Carga (CTC) representa o quanto de carga pode ser transferida de um alimentador para outro, ou sob o ponto de vista comercial da concessionária, o quanto de energia será vendida mesmo que o alimentador esteja sob falta.

Deste modo, constata-se que foi desenvolvida uma ferramenta de gestão do planejamento, que tem como função otimizar investimentos na área de alocação de chaves automatizadas, garantindo que a posição a ser alocada a chave seja a que melhor atenda aos objetivos da concessionária.

6.3. Sugestões para Trabalhos Futuros

Como sugestão para trabalhos futuros, poderia ser proposta a inclusão de mais variáveis ao problema, como os índices DIC e FIC, que serviriam para a priorização de clientes especiais, os quais podem ser importantes tanto pela ótica social/estratégica (hospitais, escolas, órgãos do governo, etc.) quanto pela magnitude de sua carga. A avaliação da redução de índices tal como o Tempo Médio de Atendimento (TMA) é também relevante para a concessionária sob o ponto de vista da melhoria da imagem da empresa frente a seus consumidores.

Seria interessante a inclusão dos custos de aquisição e instalação das chaves automatizadas, que juntamente com o desenvolvimento de uma metodologia para o cálculo do custo da Energia Não Suprida, que calculasse a perda de receita, poderiam ser confrontados para verificar a viabilidade econômica da instalação da chave. Outros custos como as multas aplicadas pela agência reguladora também poderiam ser incluídos.

Na análise de grandes sistemas, que contemplem inúmeros alimentadores, a utilização de técnicas de inteligência artificial, como algoritmos genéticos, tornaria mais rápida a busca pelas posições candidatas a receberem uma chave, e viabilizaria a alocação de duas ou mais chaves simultaneamente.

Uma metodologia de priorização de alimentadores se faz necessária em casos onde há poucas chaves para diversos alimentadores, de forma a garantir que as chaves sejam instaladas em pontos estratégicos do sistema.

Estudos de manobras para o balanceamento de cargas entre alimentadores e redução de perdas elétricas, poderiam ser realizados com base nos resultados obtidos com o estudo da alocação de chaves.

Por fim, recomenda-se a implementação da metodologia desenvolvida, em uma interface mais amigável com o usuário final, em linguagem de programação visual, como Delphi, C++ Builder, ou outra, ao invés de uma linguagem científica como o Matlab.

Apêndice A

Funções de Valor: Sistema Teste

A.1. Considerações Gerais

Neste apêndice são apresentadas as tabelas de níveis de impacto e Funções de Valor para os quatro critérios de cada uma das alocações referente ao Sistema Teste.

A.2. Alocação I

As tabelas com os níveis de impacto para os critérios FEC, DEC, ENS e CTC são apresentadas na Tabela 60, na Tabela 61, na Tabela 62 e na Tabela 63, respectivamente. Os gráficos de Função de Valor são apresentados na Figura 38, na Figura 39, na Figura 40 e na Figura 41.

FEC

Tabela 60 – Níveis de Impacto FEC para a Alocação I

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	5,16	10	Análise Monocritério
N3	Bom	5,23	5	5% abaixo da meta
N2	Neutro	5,50	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	6,40	-10	Valor sem chave

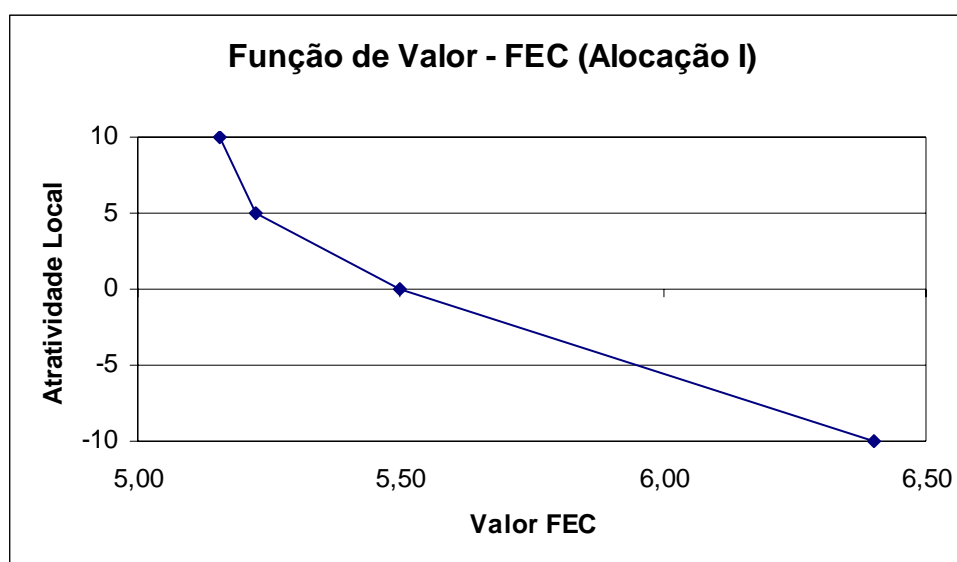


Figura 38 – Função de Valor FEC para a Alocação I

DEC

Tabela 61 – Níveis de Impacto DEC para a Alocação I

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	5,26	10	Análise Monocritério
N3	Bom	9,60	5	10% abaixo da meta
N2	Neutro	12,00	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	17,10	-10	Valor sem chave

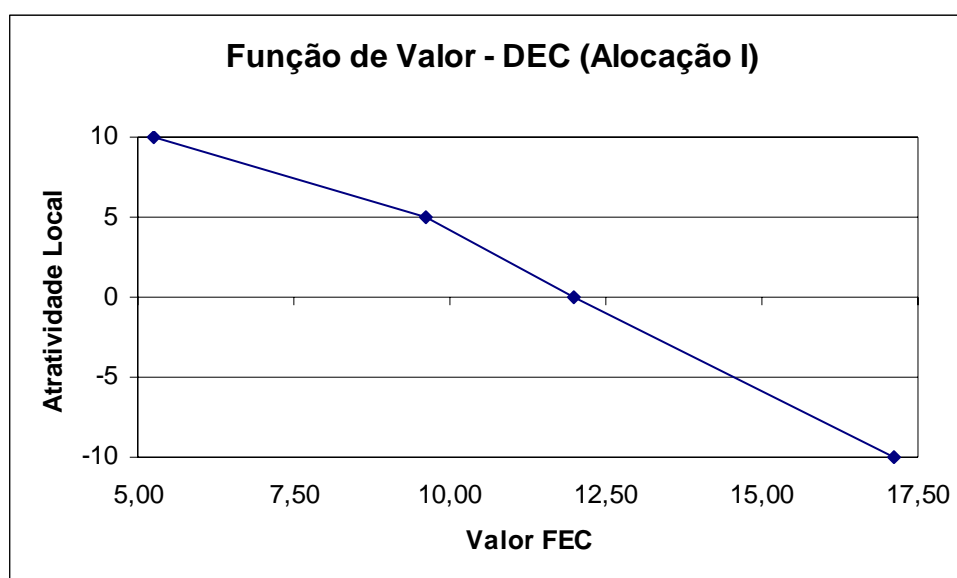


Figura 39 – Função de Valor DEC para a Alocação I

ENS

Tabela 62 – Níveis de Impacto ENS para a Alocação I

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	46.877,00	10	Análise Monocritério
N3	Bom	52.200,00	5	10% abaixo da meta
N2	Neutro	58.000,00	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	63.526,00	-10	Valor sem chave

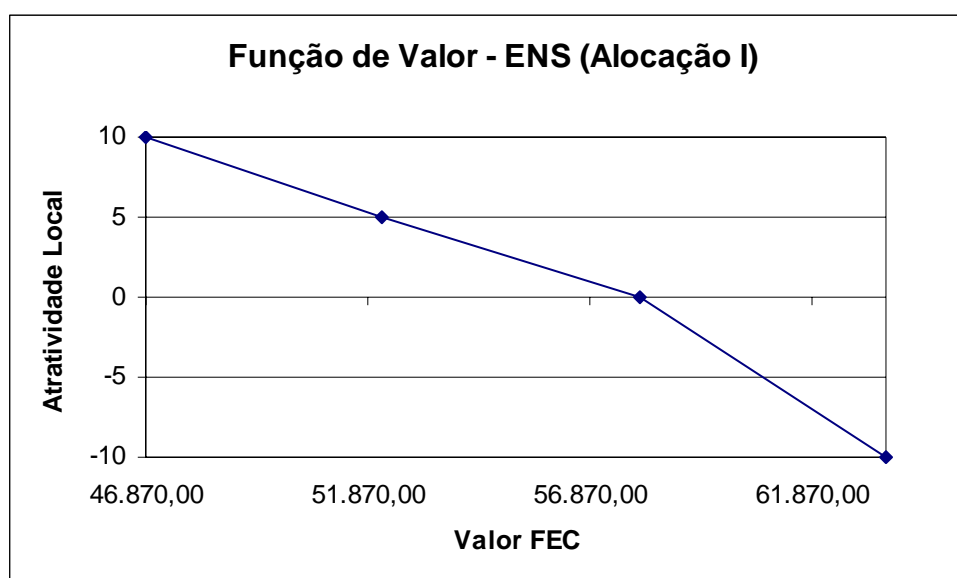


Figura 40 – Função de Valor ENS para a Alocação I

CTC

Tabela 63 – Níveis de Impacto CTC para a Alocação I

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N3	Melhor	600,00	10	Análise Monocritério
N2	Bom	450,00	5	Valor Desejado
N1	Neutro	0,00	0	Valor Neutro (Valor Atual)

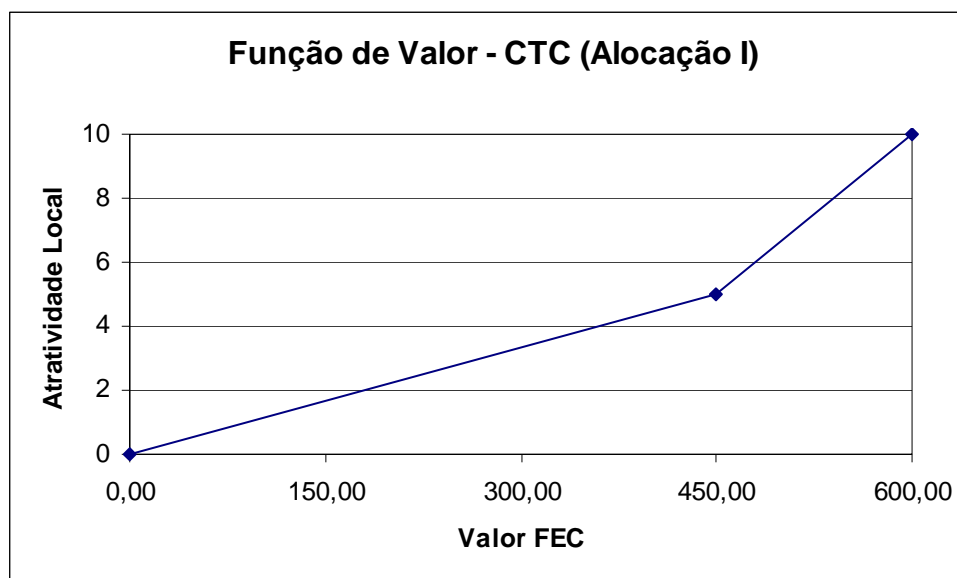


Figura 41 – Função de Valor CTC para a Alocação I

A.3. Alocação II

Na Tabela 64, na Tabela 65, na Tabela 66 e na Tabela 67 são apresentadas as tabelas com os níveis de impacto para os critérios FEC, DEC, ENS e CTC, respectivamente. Os gráficos de Função de Valor são apresentados na Figura 42, na Figura 43, na Figura 44 e na Figura 45.

FEC

Tabela 64 – Níveis de Impacto FEC para a Alocação II

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	5,07	10	Análise Monocritério
N3	Bom	5,23	5	5% abaixo da meta
N2	Neutro	5,50	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	6,40	-10	Valor sem chave

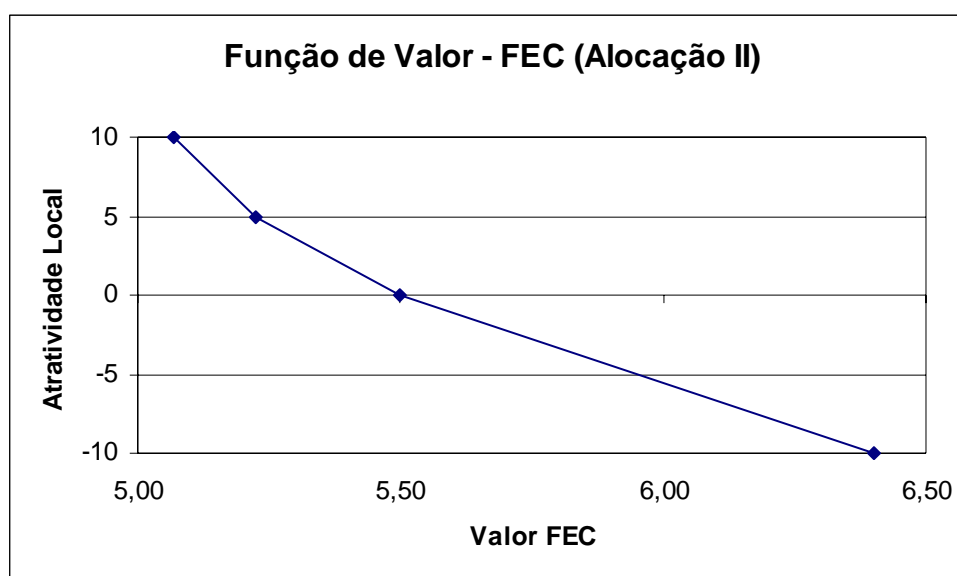


Figura 42 – Função de Valor FEC para a Alocação II

DEC

Tabela 65 – Níveis de Impacto DEC para a Alocação II

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	10,03	10	Análise Monocritério
N3	Bom	12,65	5	10% abaixo da Meta
N2	Neutro	14,06	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	17,10	-10	Valor sem Chave

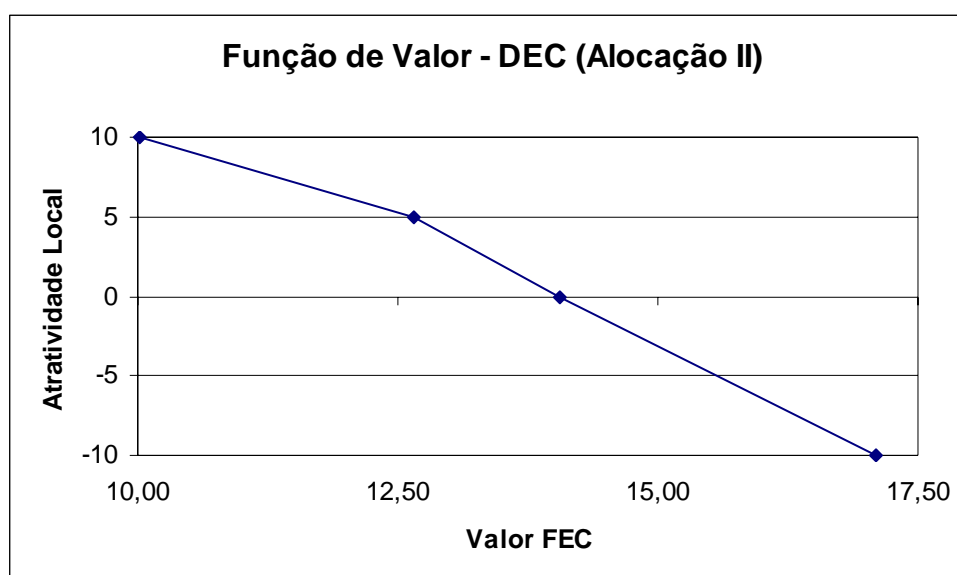


Figura 43 – Função de Valor DEC para a Alocação II

ENS

Tabela 66 – Níveis de Impacto ENS para a Alocação II

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	46.126,00	10	Análise Monocritério
N3	Bom	56.108,15	5	5% abaixo da Meta
N2	Neutro	59.061,21	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	63.526,00	-10	Valor sem Chave

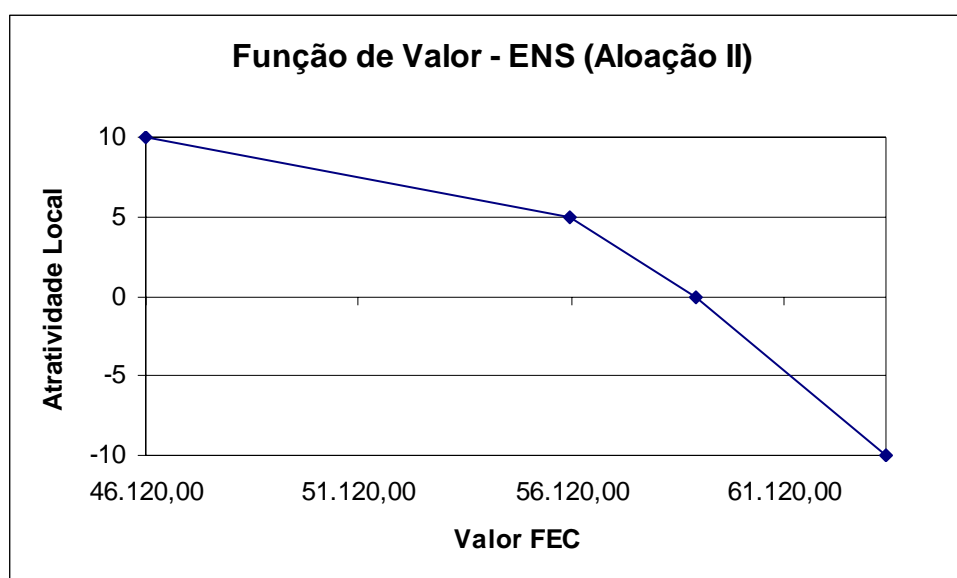


Figura 44 – Função de Valor ENS para a Alocação II

CTC

Tabela 67 – Níveis de Impacto CTC para a Alocação II

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N3	Melhor	740,00	10	Análise Monocritério
N2	Bom	500,00	5	Valor Desejado
N1	Neutro	0,00	0	Valor Neutro (Valor Atual)

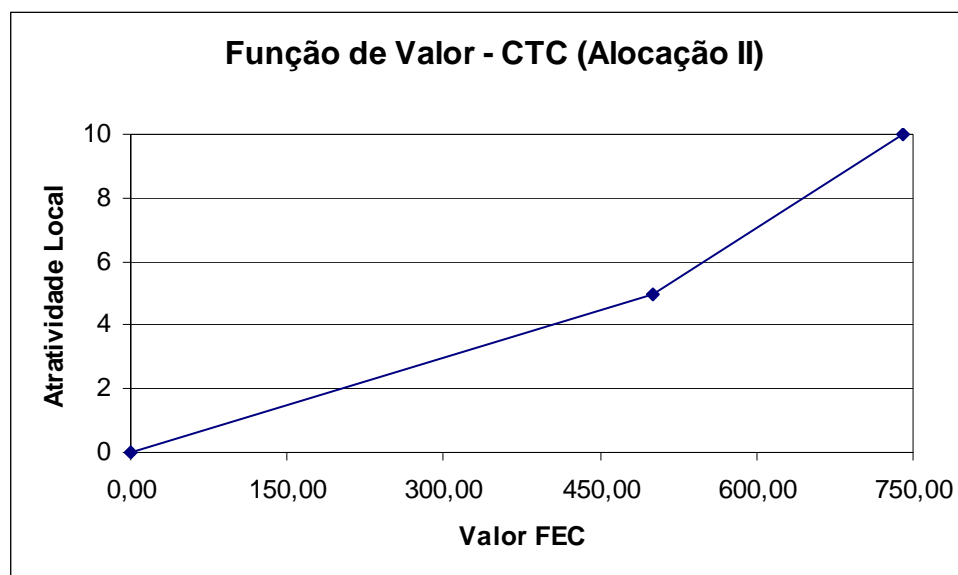


Figura 45 – Função de Valor CTC para a Alocação II

A.4. Alocação III

As tabelas com os níveis de impacto para os critérios FEC, DEC, ENS e CTC são apresentadas na Tabela 68, na Tabela 69, na Tabela 70 e na Tabela 71, respectivamente. Os gráficos de Função de Valor são apresentados na Figura 46, na Figura 47, na Figura 48 e na Figura 49.

FEC

Tabela 68 – Níveis de Impacto FEC para a Alocação III

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	2,30	10	Análise Monocritério
N3	Bom	2,61	5	5% abaixo da meta
N2	Neutro	2,75	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	2,80	-10	Valor sem chave

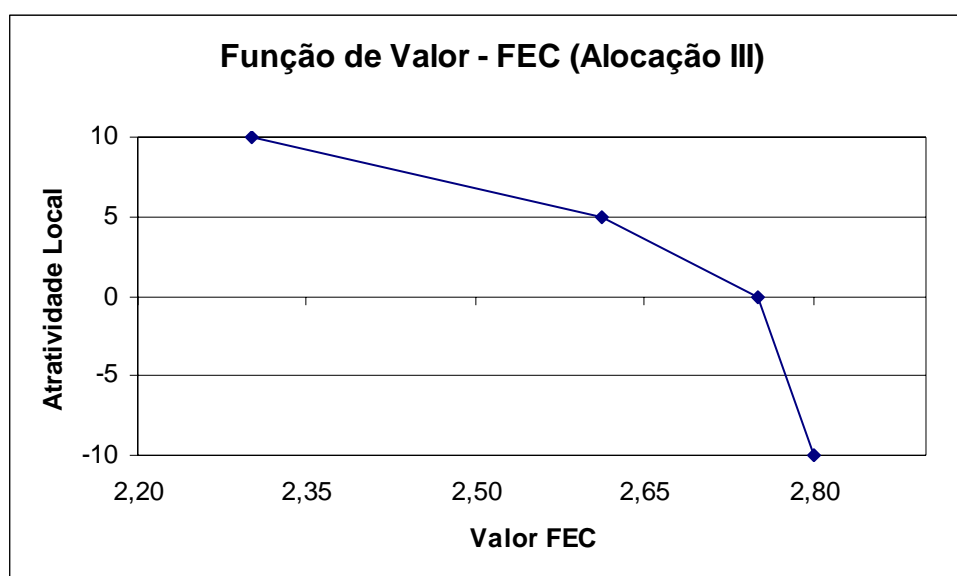


Figura 46 – Função de Valor FEC para a Alocação III

DEC

Tabela 69 – Níveis de Impacto DEC para a Alocação III

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	3,18	10	Análise Monocritério
N3	Bom	5,40	5	10% abaixo da meta
N2	Neutro	6,00	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	6,85	-10	Valor sem chave

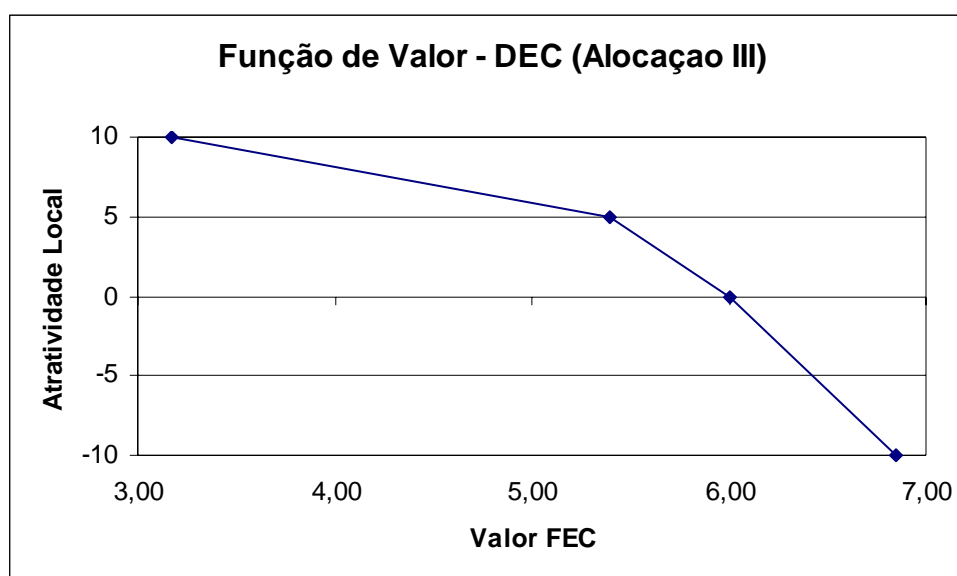


Figura 47 – Função de Valor DEC para a Alocação III

ENS

Tabela 70 – Níveis de Impacto ENS para a Alocação III

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	4.399,10	10	Análise Monocritério
N3	Bom	8.100,00	5	10% abaixo da meta
N2	Neutro	9.000,00	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	10.309,00	-10	Valor sem chave

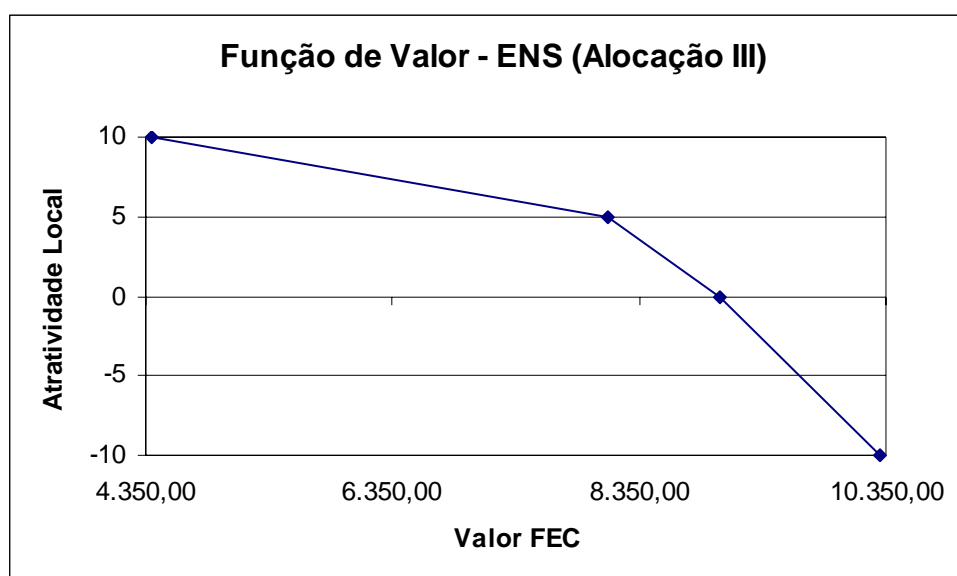


Figura 48 – Função de Valor ENS para a Alocação III

CTC

Tabela 71 – Níveis de Impacto CTC para a Alocação III

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N3	Melhor	420,00	10	Análise Monocritério
N2	Bom	320,00	5	Valor Desejado
N1	Neutro	0,00	0	Valor Neutro (Valor Atual)

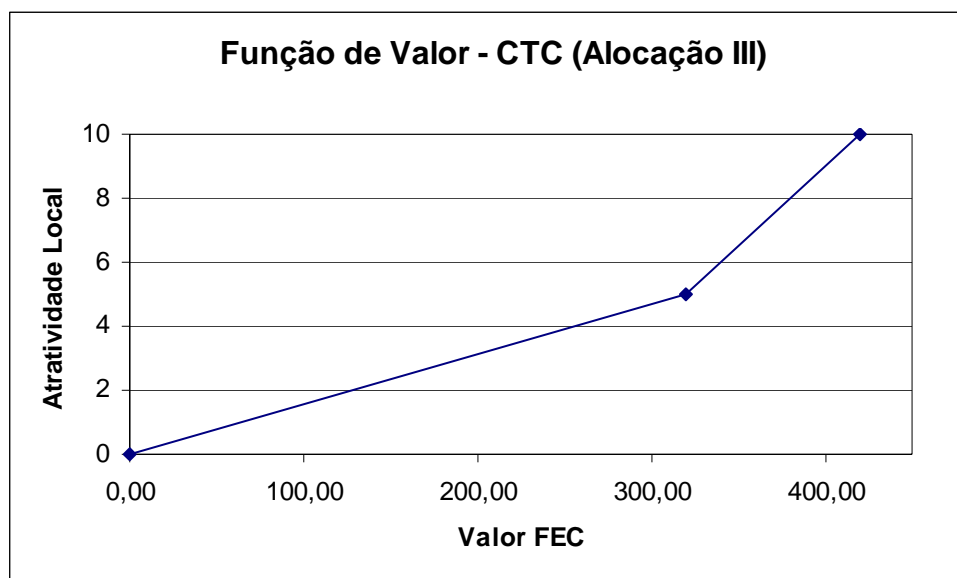


Figura 49 – Função de Valor CTC para a Alocação III

Apêndice B

Funções de Valor: Estudo de Caso

B.1. Considerações Gerais

Este apêndice apresenta as tabelas de níveis de impacto e as Funções de Valor dos quatro critérios – FEC, DEC, ENS e CTC, para as duas alocações realizadas – AL1 e AL2, no Estudo de Caso (Capítulo 5).

B.2. Alimentador 1 (AL1)

Na Tabela 72, na Tabela 73, na Tabela 74 e na Tabela 75 são apresentadas as tabelas com os níveis de impacto para os critérios FEC, DEC, ENS e CTC, respectivamente. Os gráficos de Função de Valor são apresentados na Figura 50, na Figura 51, na Figura 52 e na Figura 53.

FEC

Tabela 72 – Níveis de Impacto FEC para o Alimentador 1 (AL1)

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	4,43	10	Análise Monocritério
N3	Bom	6,22	5	10% abaixo da Meta
N2	Neutro	6,91	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	7,55	-10	Valor sem Chave

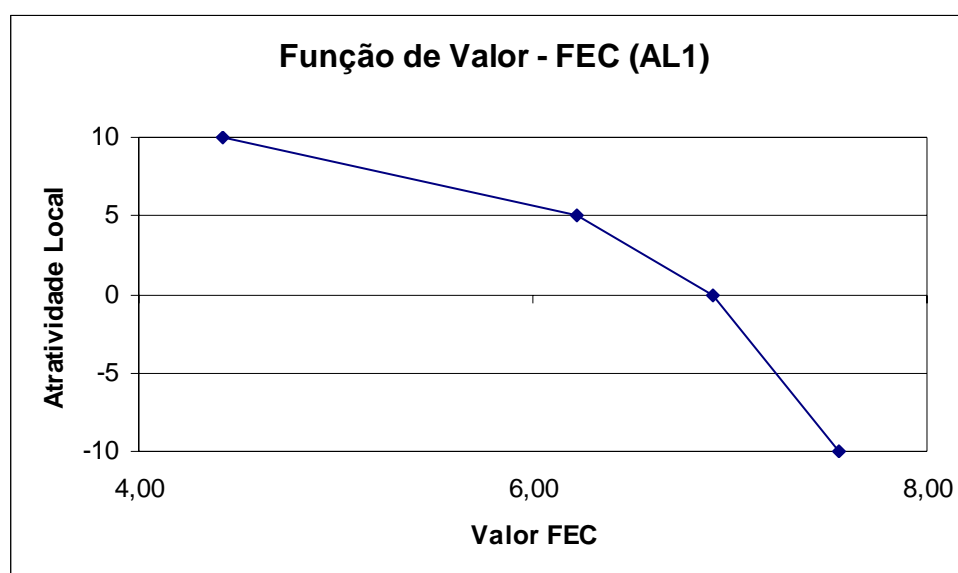


Figura 50 – Função de Valor FEC para o Alimentador 1 (AL1)

DEC

Tabela 73 – Níveis de Impacto DEC para o Alimentador 1 (AL1)

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	15,03	10	Análise Monocritério
N3	Bom	24,40	5	10% abaixo da Meta
N2	Neutro	27,11	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	30,25	-10	Valor sem Chave

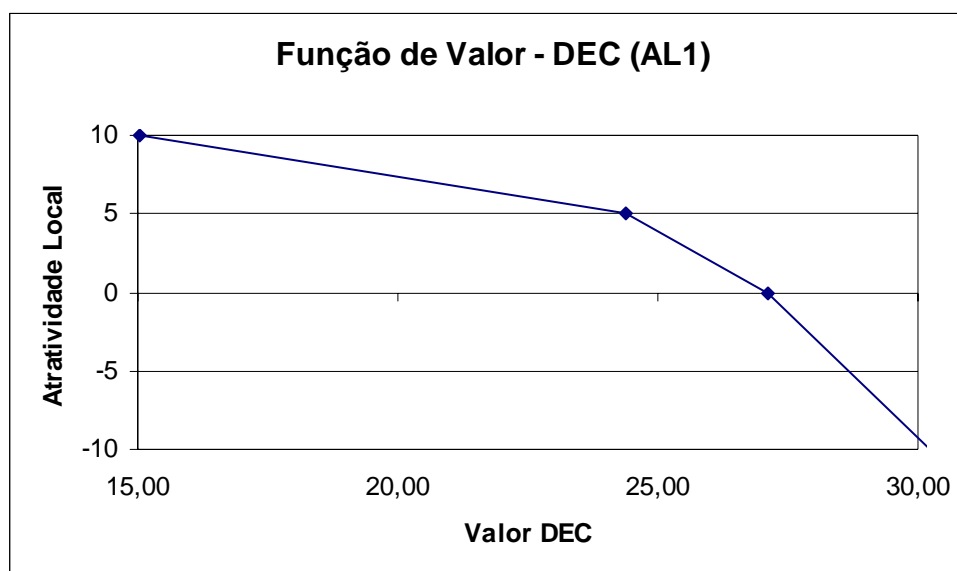


Figura 51 – Função de Valor DEC para o Alimentador 1 (AL1)

ENS

Tabela 74 – Níveis de Impacto ENS para o Alimentador 1 (AL1)

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	98.034,00	10	Análise Monocritério
N3	Bom	153.006,16	5	10% abaixo da Meta
N2	Neutro	170.006,84	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	186.370,00	-10	Valor sem Chave

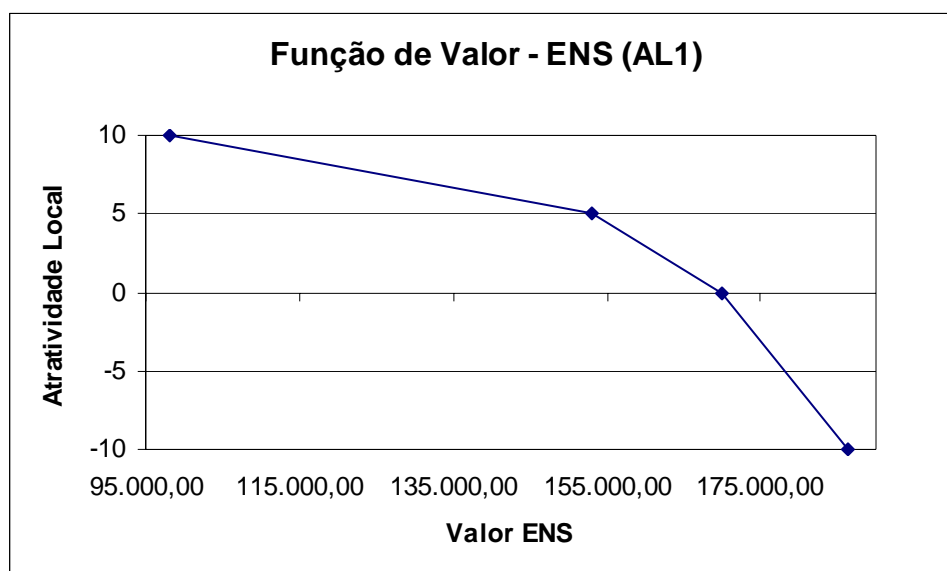


Figura 52 – Função de Valor ENS para o Alimentador 1 (AL1)

CTC

Tabela 75 – Níveis de Impacto CTC para o Alimentador 1 (AL1)

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N3	Melhor	1.282,70	10	Análise Monocritério
N2	Bom	450,00	5	Valor Desejado
N1	Neutro	0,00	0	Valor sem chave

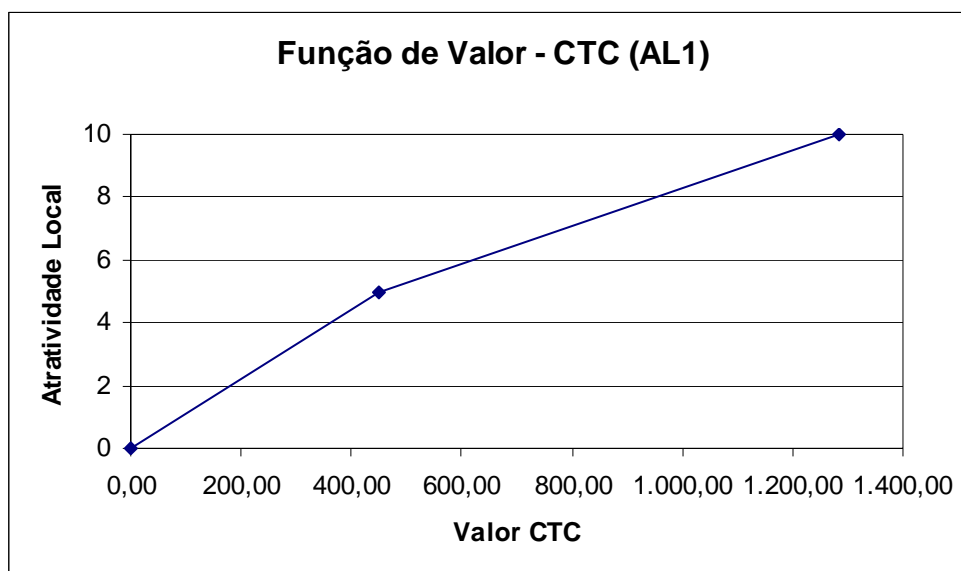


Figura 53 – Função de Valor CTC para o Alimentador 1 (AL1)

B.3. Alimentador 2 (AL2)

As tabelas com os níveis de impacto para os critérios FEC, DEC, ENS e CTC são apresentadas na Tabela 76, na Tabela 77, na Tabela 78 e na Tabela 79, respectivamente. Os gráficos de Função de Valor são apresentados na Figura 54, na Figura 55, na Figura 56 e na Figura 57.

FEC

Tabela 76 – Níveis de Impacto FEC para o Alimentador 2 (AL2)

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	18,96	10	Análise Monocritério
N3	Bom	28,88	5	10% abaixo da Meta
N2	Neutro	32,09	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	35,04	-10	Valor sem Chave

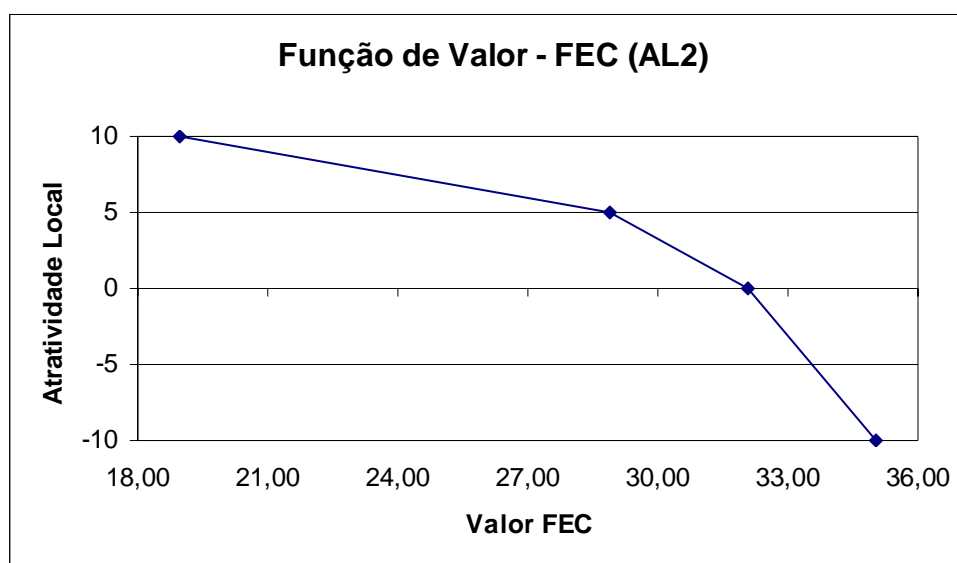


Figura 54 – Função de Valor FEC para o Alimentador 2 (AL2)

DEC

Tabela 77 – Níveis de Impacto DEC para o Alimentador 2 (AL2)

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	21,47	10	Análise Monocritério
N3	Bom	34,10	5	10% abaixo da Meta
N2	Neutro	37,89	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	42,29	-10	Valor sem Chave

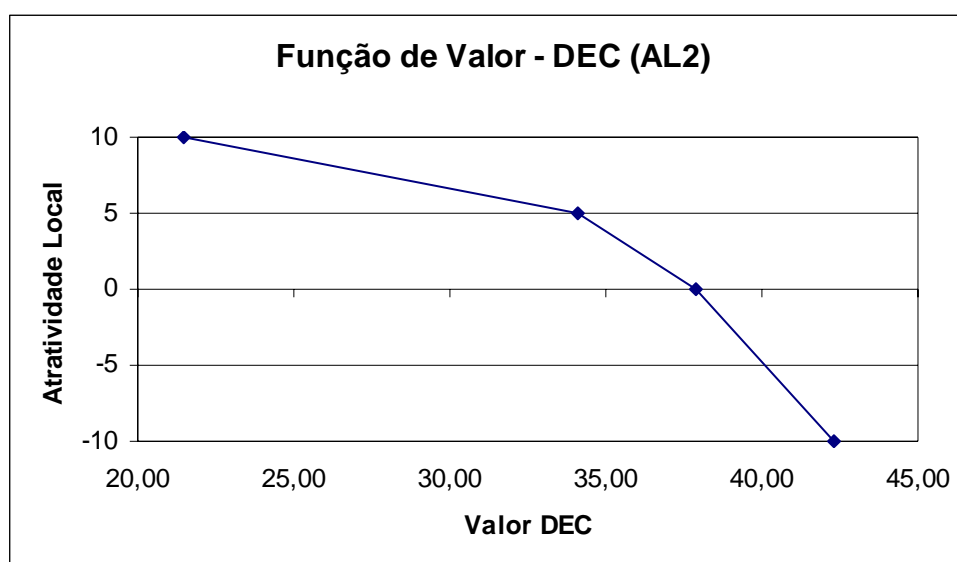


Figura 55 – Função de Valor DEC para o Alimentador 2 (AL2)

ENS

Tabela 78 – Níveis de Impacto ENS para o Alimentador 2 (AL2)

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	117.400,00	10	Análise Monocritério
N3	Bom	178.193,84	5	10% abaixo da Meta
N2	Neutro	197.993,16	0	Meta do Alimentador
N1	Pior	217.050,00	-10	Valor sem Chave

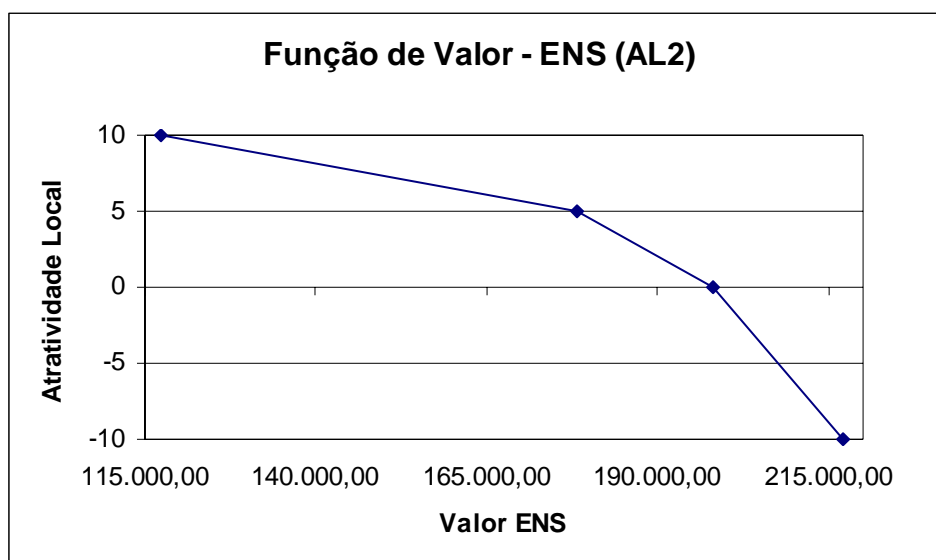


Figura 56 – Função de Valor ENS para o Alimentador 2 (AL2)

CTC

Tabela 79 – Níveis de Impacto CTC para o Alimentador 2 (AL2)

Níveis de Impacto	Níveis de Referência	x	$v(x)$	Descrição
N4	Melhor	2.389,10	10	Análise Monocritério
N3	Bom	750,00	5	Valor Desejado
N1	Neutro	0,00	0	Valor sem Chave

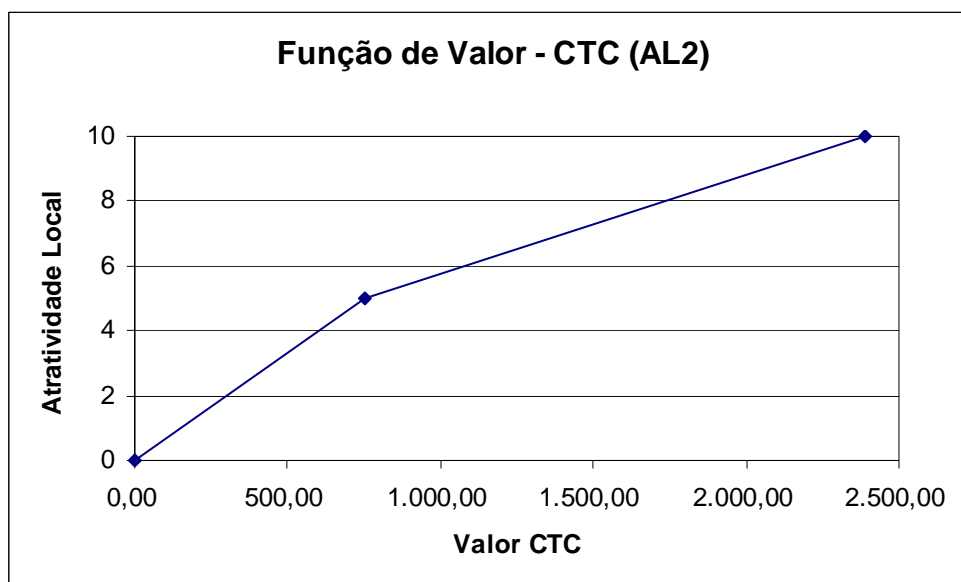


Figura 57 – Função de Valor CTC para o Alimentador 2 (AL2)

Anexo A

Dados de Rede:

Sistema Billinton & Allan

A.1. Considerações Gerais

Este anexo apresenta os dados elétricos de rede, taxa de falha, tempo de reparo e número de consumidores, referentes ao Sistema Billinton & Allan (1988, p.157), utilizado como exemplo ilustrativo no Capítulo 3.

A.2. Dados de Rede do Sistema BILLINTON e ALLAN

										NA=3	
Ramos	No		Resist	Reat	Compr	Pot Ativa	Pot Reat	Tx falha	T rep	NF=1	N Cons
Nro	Ini	Fin	[ohm/km]	[ohm/km]	[km]	[kW]	[kVar]	[f/ano]	[h/f]	FU=2	
1	0	1	0,8411	0,8227	2	0	0	0	0	0	0
2	1	2	0,8411	0,8227	2	0	0	0,2	3	1	0
3	2	3	2,5573	1,7249	3	0	0	0,3	3	1	0
4	3	4	2,5573	1,7249	1	0	0	0,1	3	3	0
5	1	5	1,1702	1,1446	3	70	71,41	0,75	1	2	250
6	2	6	1,5235	1,0276	2	44,1	44,99	0,5	1	2	100
7	3	7	2,5573	1,7249	1	140	142,83	0,25	1	2	50

Tempo de seccionamento:

TS=0,5; Tempo de seccionamento e religamento [h]

TNA=1; Tempo de seccionamento e ligação alternativa [h]

Anexo B

Dados de Rede: Sistema Teste

B.1. Considerações Gerais

Neste anexo são fornecidos os dados elétricos de rede, de taxa de falha, tempo de reparo e número de consumidores dos alimentadores que compõe o Sistema Teste utilizado no Capítulo 4.

B.2. Dados de Rede do Sistema DAS et al. (1995) – ALI

										NA=3	
Ramos	No		Resist	Reat	Compr	Pot Ativa	Pot Reat	Tx falha	T rep	NF=1	N Cons
Nro	Ini	Fin	[ohm/km]	[ohm/km]	[km]	[kW]	[kVar]	[f/ano]	[h/f]	FU=2	
1	0	1	1,3531	1,3235	1	44,1	44,99	0,5	2	0	100
2	1	2	1,1702	1,1446	1	70	71,41	0,1	1	0	132
3	2	3	0,8411	0,8227	1	140	142,83	0,2	1	0	213
4	3	4	1,5235	1,0276	1	44,1	44,99	0,3	1,5	0	150
5	1	5	2,5573	1,7249	1	140	142,83	0,2	1	0	235
6	5	6	1,0882	0,734	1	140	142,83	0,4	2,5	0	50
7	5	7	1,2514	0,8441	1	70	71,41	0,3	1,5	0	70
8	1	8	2,0132	1,3579	1	70	71,41	0,1	1	0	123
9	8	9	1,6867	1,3579	1	44,1	44,99	0,2	2	0	165
10	2	10	1,7955	1,2111	1	140	142,83	0,2	1	0	256
11	10	11	2,4484	1,6515	1	70	71,41	0,2	1,5	0	321
12	11	12	2,0132	1,3579	1	44,1	44,99	0,3	1,5	0	87
13	3	13	2,2308	1,5047	1	70	71,41	0,4	1	0	123
14	3	14	1,197	0,8074	1	140	142,83	0,6	2	0	240

Vbase=13,8; [kV]

Tap=1;

Tempo de seccionamento:

TS=0,5; %Tempo de seccionamento [h]

TNA=1; %Tempo de seccionamento e fechamento da NA [h]

B.3. Dados de Rede do Sistema BARAN e WU (1989) – AL2

										NA=3	
Ramos	No		Resist	Reat	Compr	Pot Ativa	Pot Reat	Tx falha	T.rep.	NF=1	N.Cons
Nro	Ini	Fin	[ohm/km]	[ohm/km]	[km]	[kW]	[kVar]	[f/ano]	[h/f]	FU=2	
1	0	1	0,0922	0,047	1	100	60	0,1	3	0	100
2	1	2	0,493	0,2511	1	90	40	0,1	2	0	100
3	2	3	0,366	0,1864	1	120	80	0,1	2	0	150
4	3	4	0,3811	0,1941	1	60	30	0,1	2	0	146
5	4	5	0,819	0,707	1	60	20	0,1	1,5	0	145
6	5	6	0,1872	0,6188	1	200	100	0,1	1,5	0	178
7	6	7	0,7114	0,2351	1	200	100	0,1	1,5	0	199
8	7	8	10.300	0,74	1	60	20	0,2	1	0	212
9	8	9	10.440	0,74	1	60	20	0,1	1	0	234
10	9	10	0,1966	0,065	1	45	30	0,2	1	0	375
11	10	11	0,3744	0,1238	1	60	35	0,2	1	0	14500
12	11	12	14.680	11.550	1	60	35	0,1	1,5	0	7520
13	12	13	0,5416	0,7129	1	120	80	0,2	1,5	0	120
14	13	14	0,591	0,526	1	60	10	0,1	1,5	0	452
15	14	15	0,7463	0,545	1	60	20	0,3	2	0	421
16	15	16	12.890	17.210	1	60	20	0,2	2	0	245
17	16	17	0,732	0,574	1	90	40	0,1	2	0	189
18	1	18	0,164	0,1565	1	90	40	0,3	2	0	125
19	18	19	15.042	13.554	1	90	40	0,1	2,5	0	200
20	19	20	0,4095	0,4784	1	90	40	0,2	2,5	0	212
21	20	21	0,7089	0,9373	1	90	40	0,3	3	0	340
22	2	22	0,4512	0,3083	1	90	50	0,4	3	0	124
23	22	23	0,898	0,7091	1	420	200	0,2	2	0	145
24	23	24	0,896	0,7011	1	420	200	0,1	5	0	145
25	5	25	0,203	0,1034	1	60	25	0,2	3	0	187
26	25	26	0,2842	0,1447	1	60	25	0,4	1,5	0	145
27	26	27	10.590	0,9337	1	60	20	0,1	1,5	0	245
28	27	28	0,8042	0,7006	1	120	70	0,3	2	0	3210
29	28	29	0,5075	0,2585	1	200	600	0,1	7	0	750
30	29	30	0,9744	0,963	1	150	70	1	4,5	0	1750
31	30	31	0,3105	0,3619	1	210	100	0,1	5,5	0	80
32	31	32	0,341	0,5302	1	60	40	0,2	6	0	96

Vbase=13,8; [kV]

Tap=1;

Tempo de seccionamento:

TS=0,5; %Tempo de seccionamento [h]

TNA=1; %Tempo de seccionamento e fechamento da NA [h]

B.4. Dados de Rede do Sistema BARAN e WU (1989) modificado – AL3

										NA=3	
Ramos	No		Resist	Reat	Compr	Pot Ativa	Pot Reat	Tx falha	T rep	NF=1	N Cons
Nro	Ini	Fin	[ohm/km]	[ohm/km]	[km]	[kW]	[kVar]	[f/ano]	[h/f]	FU=2	
1	0	1	0,0922	0,047	1	90	40	0,1	3	0	100
2	1	2	0,493	0,2511	1	100	60	0,1	2	0	100
3	2	3	0,366	0,1864	1	90	40	0,1	2	0	150
4	3	4	0,3811	0,1941	1	120	80	0,1	2	0	146
5	4	5	0,819	0,707	1	60	30	0,1	1,5	0	545
6	5	6	0,1872	0,6188	1	60	20	0,1	1,5	0	178
7	6	7	0,7114	0,2351	1	200	100	0,3	1,5	0	199
8	7	8	1,03	0,74	1	200	100	0,2	1	0	212
9	8	9	1,044	0,74	1	60	20	0,1	1	0	234
10	9	10	0,1966	0,065	1	60	20	0,2	2	0	375
11	10	11	0,3744	0,1238	1	45	30	0,2	3	0	145
12	11	12	1,468	1,155	1	60	35	0,3	3,5	0	752
13	12	13	0,5416	0,7129	1	60	35	0,2	2,5	0	120
14	13	14	0,591	0,526	1	120	80	0,1	2,5	0	452
15	14	15	0,7463	0,545	1	60	10	0,3	3	0	1210
16	15	16	1,289	1,721	1	60	20	0,2	5	0	2450
17	16	17	0,732	0,574	1	60	20	0,1	2	0	189

Vbase=13,8; [kV]

Tap=1;

Tempo de seccionamento:

TS=0,5; %Tempo de seccionamento [h]

TNA=1; %Tempo de seccionamento e fechamento da NA [h]

Anexo C

Dados de Rede: Estudo de Caso

C.1. Considerações Gerais

Este anexo apresenta os dados de rede do sistema utilizado para o Estudo de Caso no Capítulo 5. Seus dados são baseados em dados reais de uma concessionária brasileira do estado de Santa Catarina – CELESC. São fornecidos os dados de carga, número de consumidores, taxa de falha e tempo de reparo por trecho.

C.2. Dados de Rede do Alimentador 1 (AL1)

										NA=3	
Ramos	Nos		Resist	Reat	Compr	Pot Ativa	Pot Reat	Tx falha	T rep	NF=1	N Cons
Nro	Ini	Fin	[ohm/km]	[ohm/km]	[km]	[kW]	[kVar]	[f/ano]	[h/f]	FU=2	
1	0	1	0,297	0,424	0,345	48,16	28,576465	0,17	0,7	0	28
2	1	2	0,297	0,424	0,54	369,8	219,42643	0	0	0	49
3	2	3	0,297	0,424	0,48	863,655	-687,5372	0,59	1,65	0	247
4	3	4	0,297	0,424	0,2	863,655	512,46278	0,59	2,65	0	247
5	4	5	0,297	0,424	0,04	169,205	100,40035	0	0	0	76
6	5	6	0,297	0,424	0,86	169,205	-199,5996	0	0	0	76
7	6	7	0,297	0,424	0,22	220,805	131,01799	0,17	1,01	0	155
8	7	8	0,297	0,424	0,22	220,805	131,01799	0,17	1,01	0	155
9	8	9	0,297	0,424	0,12	418,175	248,13047	2,59	4,6	0	30
10	9	10	0,297	0,424	0,21	418,175	248,13047	0,09	2,9	0	30
11	10	11	0,595	0,451	0,001	177,16	105,12057	0,17	0,67	3	71
12	3	12	0,595	0,451	0,001	19,35	11,481615	0,17	6,88	0	7
13	5	13	0,297	0,424	0,001	112,66	66,848518	2,5	5,38	0	64
14	7	14	0,297	0,424	0,21	0	0	0	0	0	0
15	14	15	0,187	0,403	0,08	2042,5	1211,9483	0,17	0,22	0	223
16	10	16	0,595	0,451	0,47	48,375	28,704039	0,17	1,77	0	1

Vbase=13,8; [kV]

Tap=1;

Tempo de seccionamento:

TS=0,5; %Tempo de seccionamento e religamento [h]

TNA=1; %Tempo de seccionamento e ligação alternativa [h]

C.3. Dados de Rede do Alimentador 2 (AL2)

										NA=3	
Ramos	Nos		Resist	Reat	Compr	Pot Ativa	Pot Reat	Tx falha	T rep	NF=1	N Cons
Nro	Ini	Fin	[ohm/km]	[ohm/km]	[km]	[kW]	[kVar]	[f/ano]	[h/f]	FU=2	
1	0	1	0,297	0,424	0,035	0	0	0,8	0,125	0	0
2	1	2	0,297	0,424	0,145	48,16	28,576	0,4	0,025	0	1
3	2	3	0,297	0,424	0,44	0	0	0,17	0,11	0	0
4	3	4	0,297	0,424	0,61	0	0	0,57	0,305	0	0
5	4	5	0,297	0,424	0,95	32,25	-1180,86	0,4	0,025	0	22
6	5	6	0,297	0,424	0,545	434,73	257,9536	0,74	0,245	0	270
7	6	7	0,297	0,424	0,001	0	0	0,4	0,025	0	0
8	7	8	0,187	0,403	0,04	97,825	58,04595	0,49	0,115	0	1266
9	8	9	0,187	0,403	0,525	97,825	58,04595	0,49	0,115	0	1266
10	9	10	0,187	0,403	0,61	550,4	326,5882	0,46	0,105	0	221
11	10	11	0,187	0,403	0,06	550,4	326,5882	0,46	0,105	0	250
12	11	12	0,187	0,403	0,085	550,4	326,5882	0,06	0,005	0	200
13	12	13	0,187	0,403	0,15	159,53	94,65954	0,43	0,45	0	54
14	13	14	0,187	0,403	0,05	159,53	94,65954	0,43	0,325	0	54
15	14	15	0,187	0,403	0,02	159,53	94,65954	0,43	0,35	0	54
16	15	16	0,187	0,403	0,05	159,53	94,65954	0,43	7,35	0	54
17	16	17	0,187	0,403	0,35	159,53	94,65954	0,43	0,325	0	54
18	17	18	0,187	0,403	0,04	0	0	0,65	0,155	0	0
19	18	19	0,187	0,403	0,04	0	0	5,65	2,155	0	0
20	19	20	0,187	0,403	0,08	10,75	6,378675	0,4	0,025	0	2
21	20	21	0,187	0,403	0,07	10,75	6,378675	0,4	0,025	3	2
22	6	22	0,297	0,424	0,08	0	0	0	0	0	0
23	22	23	0,297	0,424	0,08	378,4	224,5294	5,34	1,55	0	3773
24	8	24	1,504	0,486	0,005	238,22	-158,649	3,33	1,57	0	431
25	10	25	1,482	0,508	0,015	80,41	-252,287	0	0	0	59
26	11	26	1,504	0,486	0,005	235,21	139,5654	3	1,46	0	510
27	13	27	1,504	0,486	0,005	116,1	68,88969	0,67	0,75	0	156
28	14	28	0,595	0,451	0,01	32,25	19,13603	0	0	0	74
29	15	29	1,482	0,508	0,115	427,42	253,6161	1,17	0,4	0	141
30	16	30	1,504	0,486	0,01	90,3	53,58087	1,67	0,2	0	189
31	18	31	0,595	0,451	0,001	144,05	85,47425	1,17	0,6	0	16
32	20	32	1,482	0,508	0,001	209,41	124,2566	4	1,4	0	352

Vbase=13,8; [kV]

Tap=1;

Tempo de seccionamento:

TS=0,5; %Tempo de seccionamento e religamento [h]

TNA=1; %Tempo de seccionamento e ligação alternativa [h]

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Indicadores de Qualidade*. Acesso em 05 de janeiro de 2006. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Indicadores_de_Qualidade/Sul.cfm.

_____. *Resolução 177 de 28 de novembro de 2005*, Brasília, 2005.

_____. *Resolução 676 de 19 de dezembro de 2003*, Brasília, 2003a.

_____. *Resolução 075 de 13 de fevereiro de 2003*, Brasília, 2003b.

_____. *Resolução 505 de 26 de novembro de 2001*, Brasília, 2001.

_____. *Resolução 024 de 27 de janeiro de 2000*, Brasília, 2000.

AMAZONAS FILHO, E. M.; BEZERRA, U. H.; JUCÁ, G.; REIS, M. R. Alocação de Bancos de Capacitores em Alimentadores de Distribuição Utilizando Função Objetivo Multicritério para Redução de Perdas e Minimização de Desvios de Tensão e Redução de Custos. *XVI SENDI – Seminário Nacional de Distribuição*, Brasília, 2004.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing. *IEEE Transaction on Power Delivery*, 1989.

- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. *Reliability Assessment of Large Electric Power Systems*. Kluwer Academic Publishers. Boston/Dordrecht/Lancaster, 1988.
- BROWN, R. E. *Electric Power Distribution Reliability*. Marcel Dekker, Inc. New York, NY, 2002.
- BUENO, E. A.; LYRA FILHO, C.; CAVELLUCCI, C. Redução de Perdas por Reconfigurações em Rede de Distribuição de Energia Elétrica sob Variação das Demandas. *XIII CBA – Congresso Brasileiro de Automática*, Gramado/RS, 2004.
- CANALENERGIA. *Matéria*: Mercado livre pode chegar a 55% da energia comercializada no país em cinco anos. Acesso em 23 de agosto de 2005. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/GCI.asp?id=48388>.
- CAVALCANTE, C. A. V.; ALMEIDA, A. T. Modelo multicritério de apoio a decisão para o planejamento de manutenção preventiva utilizando PROMETHEE II em situações de incerteza. *Pesquisa Operacional*, vol. 25, no. 2, Rio de Janeiro, 2005.
- CHENG, F. S.; TSAY, M. T.; LIN, W. M. An Improved Evolutionary Programming Approach for Distribution Loss Reduction by Feeder Switching. *IEEE PowerCon, International Conference on Power System Technology*, 2000.
- CIVANLAR, S.; GRAINGER J. J.; YIN, H.; LEE, S. S. H.. Distribution Feeder Reconfiguration Loss Reduction. *IEEE Transaction on Power Delivery*, 1988.
- COELHO, J.; ZÜRN, H. H. *Confiabilidade e Planejamento de Sistemas de Transmissão*. Apostila do Curso de Especialização em Sistemas de Energia Elétrica, UFSC, 2003a.
- COELHO, J.; KNOLSEISEN, A. B.; MAYERLE, S. F.; PIMENTEL, F. J. S.; GUEMBAROVSKI, R. H. Um Sistema de Apoio à Decisão Multicritério para o Balanceamento de Cargas em Redes Secundárias de Distribuição de Energia Elétrica. *V SBQEE - Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica*, Aracaju, 2003b.
- COELHO, J.; GAUCHE, E.; TEIVE, R. C. G. Topological Control Using a Distribution Feeder Optimal Reconfiguration Algorithm. *4º IFAC Workshop on Algorithm and Architectures for Real Time Control*, Vilamoura, 1997.
- COSTA, B. R.; COELHO, J.; GAULKE, E. Alocação de Chaves Telecomandadas com prioridade ao atendimento de consumidores especiais. *VI IEEE-INDUSCON, Recife*, 2006.

- DAS, D.; NAGI, H. S.; KOTHARI, D. P. Novel Method for Solving Radial Distribution Networks. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 141, No. 4, July, 1994.
- DAS, D.; KOTHARI, D.P.; KALAM, A. Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution systems. *Electr. Power Energy Syst.*, 17, (5), pp. 335-346, 1995.
- ENSSLIN, L.; MONTIBLLER, G.; NORONHA, S. M. *Apoio à Decisão: Metodologia para Estruturação de Problemas e Avaliação Multicritério de Alternativas*. Editora Insular, Florianópolis, 2001.
- EXPÓSITO, A. G.; RAMOS, E. R. Reliable Load Flow Technique for Radial Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, 1999.
- FALAGHI, H.; HAGHIFAM, M.-R. Simultaneous Allocation of Sectionalizers and Tie Points in Electric Distribution Systems. *IASTED International Journal of Power and Energy Systems*, 2004.
- GOSWAMI, S. K.; BASU, S. K. A New Algorithm for the Reconfiguration of Distribution Feeders for Loss Minimization. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 7, No. 3, 1992.
- HAQUE, M. H. Efficient Load Flow Method for Distribution Systems with Radial or Mesh Configuration. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 143, No 1, 1996.
- HE, Y.; ANDERSSON, G.; ALLAN, R. N.. Determining Optimum Location and Number of Automatic Switching Devices in Distribution Systems. *IEEE Power Tech'99 Conference*, Budapest, 1999.
- HOBBS, B. F.; MEIER, P. *Energy Decisions and the Environment: A guide to the use of multicriteria methods*. Kluwer Academic Publishers. Norwell, 2000.
- HSIAO, Y.-T.; CHIEN, C.-Y. Multiobjective Optimal Feeder Reconfiguration. *IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 148, no 4, 2001.
- HSIAO, Y.-T. Multiobjective Evolution Programming Method for Feeder Reconfiguration. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, no 1, 2004.
- ISSICABA, D.; COELHO, J.; BETTIOL, A. ALCANTARA, M. V. P.; OLIVEIRA, E. L. Optimization and Automatic Control of Reactives in Distribution Feeders and Substations. ANDESCON 2006 - Congreso del Area Andina – IEEE, Quito, 2006.

- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de. Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica através de Ferramenta para Solução de Problemas de Decisão com Múltiplos Objetivos e Incertezas. *SBA Controle & Automação*, Vol. 9 no. 01. Jan., Fev., Mar., Abril, 1998.
- KASHEM, A.M.; GANAPATHY, V.; JASMON, B.G.; BUHARI, L.M. A Novel Method for Minimization in Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, No 5, Vol. 3, pp 251-256. 2000.
- KNOLSEISEN, A. B.; COELHO, J. Modelagem Probabilística da Variação da Carga em Fluxo de Potência de Sistemas de Distribuição. *XV CBA – Congresso Brasileiro de Automática*, Gramado, 2004a.
- KNOLSEISEN, A.B.; COELHO, J.; SPERANDIO, M. Using Genetic Algorithm and Fuzzy Logic for the Improvement of Load Balance in Secondary Networks. *ANNIE'04 - SMART ENGINEERING SYSTEM DESIGN: Neural Networks, Fuzzy Logic, Evolutionary Programming, Complex Systems and Data Mining*, St. Louis, 2004b.
- KNOLSEISEN, A. B.; COELHO, J.; MAYERLE, S. F.; PEIMENTEL, F. J. S.; GUEMBAROVSKI, R. H. A Model for the Improvement of Load Balancing Networks. *IEEE Bologna Power Tech Conference*, Bologna, 2003.
- LAKERVI, E.; HOLMES, E. J. *Electricity Distribution Network Design*. Peter Peregrinus Ltd. Institution of Electrical Engineers, London, United Kingdom, 1995.
- MANTOVANI, J. R. S.; CASARI, F.; ROMERO, R. A. Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Radiais Utilizando o Critério de Queda de Tensão. *SBA Controle & Automação*, Vol. 11 no. 03. 2000.
- RANJAN, R; DAS, D.. Simple and Efficient Computer Algorithm to Solve Radial Distribution Networks. *Electric Power Components and Systems*, 31:95-107, 2003.
- REDMON, J. R. Traditional Versus Automated Approaches to Reliability. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Vol. 2, 2001.
- ROYTELMAN, I.; MELNIK, V.; LEE, S. S. H.; LUGTU, R. L. Multi-Objective Feeder Reconfiguration by Distribution Management System. *IEEE Power Industry Computer Applications Conference*, 1995.
- SHORT, T. A.. *Electric Power Distribution Handbook*. CRC Press. Boca Raton, 2004.

- SICA, E. T. *Internalização de variáveis qualitativas no planejamento de sistemas elétricos de energia: uma proposta metodológica*. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2003.
- SICA, E. T.; CAMARGO, C. C. B. Multicriteria Optimization in Power Transmission Planning: A Case Study. *Conference Proceedings of Power-Gen Latin America*, São Paulo, 2003.
- SICA, E. T.; ARANHA, E. A. C.; SPERANDIO, M.; CAMARGO, C. C. B.; COELHO, J.; RAMOS, Rodrigo. Modelaje Multicriterio y Sistema de Apoyo a la Decisión y Ubicación de Llaves en la Red de Distribución. *CIDEL – Congreso Internacional de Distribución Eléctrica*, Buenos Aires, 2006.
- SILVA JR., F. F. *Utilização de uma metodologia multicritério na seleção de rotas para linhas de transmissão*. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 1996.
- SPERANDIO, M.; ARANHA NETO, E. A. C.; COELHO, J.; RAMOS, R. Analysis of Automated Distribution Systems Schemes. *CEE'05 - International Conference on Electrical Engineering*, Coimbra, 2005.
- SPERANDIO, M.; ARANHA NETO, E. A. C.; COELHO, J.; VAZ, O. R.; ROLIM, R. B.; RAMOS, R. A Influência do Cálculo de Taxas de Falha na Alocação de Chaves Automáticas. Artigo enviado para o *XVII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição*, Belo Horizonte, 2006.
- TENG, J.-H.; LU, C.-N. Feeder-Switch Relocation for Customer Interruption Cost Minimization. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 17, 2002.